

Renewable Energy

REPORT 2025

Il dopo-riforma: quale futuro
per le rinnovabili in Italia?

Renewable Energy

REPORT 2025

Il dopo-riforma: quale futuro
per le rinnovabili in Italia?

Partner



gruppoenercom

Partner

INTESA SANPAOLO



RWE

sinergo



TOZZIGREEN

Il team di lavoro

TEAM DI RICERCA

Davide Chiaroni
Project Leader

Vittorio Bentivegna
Project Manager

Andrea Fumagalli
Analista

Lorenzo Caudano Buffoli
Analista

GRAFICA E IMPAGINAZIONE

Flávia Chornobai
Graphic Designer

Nicolás Peña
Graphic Designer

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa
Davide Chiaroni
Federico Frattini
Josip Kotlar

Indice

Executive Summary	10
Visuel Abstract	12
1 I numeri delle rinnovabili	14
2 Il dettaglio dei provvedimenti normativi	32
3 LCOE e redditività	54
4 Scenari futuri	78
Società Partner	94

Executive Summary

Nel 2024, la transizione energetica italiana prosegue il suo percorso con un passo più deciso rispetto al passato recente, ma non ancora sufficiente per rispettare la traiettoria richiesta dal PNIEC. Dopo il rimbalzo del 2022 e il record di installazioni del 2023, il settore conferma un assestamento su volumi elevati: **per il secondo anno consecutivo, le nuove installazioni superano i 5 GW** nel solo fotovoltaico, raggiungendo **6.027 MW** (+15%). Un “nuovo livello di regime” rispetto al passato, ma che potrebbe anche segnalare un rallentamento nella capacità di accelerare ulteriormente.

Anche l'eolico segna un'inversione di tendenza, con **612 MW di nuova potenza**, dopo la contrazione del 2023. Tuttavia, la tecnologia resta **marginale nel mix italiano**, sia per volumi installati che per diffusione geografica. A livello europeo, l'eolico ha un ruolo ben più rilevante in paesi come Germania, Spagna e Francia.

Il mercato si sta ridefinendo: il numero di impianti installati è in calo, ma la **taglia media è in crescita**, segno di una sempre maggiore focalizzazione su progetti di scala industriale o commerciale. Gli impianti con potenza ≥ 1 MW hanno contribuito a **oltre il 43% della nuova potenza FV**, quasi il doppio rispetto all'anno precedente, riflettendo un contesto regolatorio e finanziario che favorisce la realizzazione di impianti di taglia medio-grande.

Un quadro degli incentivi: segmenti a confronto

Nel **residenziale**, la fine del Superbonus ha lasciato un vuoto evidente. Gli strumenti attualmente disponibili – come il Decreto CACER – risultano più complessi, meno generosi e meno capaci di attivare investimenti su larga scala. Il passaggio da incentivi automatici a meccanismi con elevata burocrazia ha ridotto l'appeal del fotovoltaico domestico, nonostante la domanda resti viva in alcune aree.

Il segmento **commerciale-industriale** mantiene una certa continuità con il passato: lo Scambio sul Posto (ancora in vigore fino a settembre 2025) e il Ritiro Dedicato permettono di valorizzare l'energia in modo diretto, mentre il FER X transitorio offre accesso a tariffe incentivanti fino a 1 MW. Tuttavia, la nuova offerta di strumenti – tra cui l'Energy Release – resta in fase sperimentale e non è ancora chiaro se sarà in grado di stimolare investimenti su larga scala.

Nel comparto **utility scale**, l'interesse del mercato si è chiaramente riattivato. La fine del FER 1 ha coinciso con il ritorno alla saturazione delle aste, grazie a tariffe più competitive (~75 €/MWh). Il nuovo meccanismo **FER X**, nella sua versione transitoria, ha già previsto contingenti significativi (10 GW per il FV e 4 GW per l'eolico) e una metodologia più dinamica per definire il prezzo. Tuttavia, la versione “a regime” del FER X, attesa per il 2026, non è ancora stata pubblicata, lasciando un vuoto di visione di medio periodo.

Ritorni economici: opportunità e margini di rischio

Sotto il profilo economico, la redditività degli impianti dipende ancora da pochi fattori chiave: **producibilità, CAPEX e taglia dell'impianto**. Per il fotovoltaico utility-scale, l'LCOE nei siti migliori può attestarsi su **55-65 €/MWh**, mentre impianti piccoli e in zone poco favorevoli superano i **90 €/MWh**. Per l'eolico onshore, si oscilla tra **70 e 95 €/MWh**.

Gli scenari di investimento analizzati nel rapporto confermano il ruolo centrale degli incentivi: con il **FER X**, l'**IRR per il fotovoltaico** può spaziare tra **3,8% e 12,8%**, mentre per l'**eolico onshore** si colloca tra **-0,2% e 8%**. Valori che diventano interessanti, ma solo se accompagnati da buone condizioni tecniche e operative. Senza incentivo, la **vendita merchant non è sufficiente** e i **PPA** – pur attenuando la volatilità – **producono IRR più modesti**, raramente superiori al 6% per il FV e al 4% per l'eolico.

Un'adeguata leva finanziaria può migliorare la sostenibilità economica dei progetti, portando in alcuni casi l'**IRR** sopra la soglia minima per l'investibilità, ma resta un'opzione praticabile solo in contesti bancabili e su impianti ben strutturati.

Conclusioni: segnali positivi, ma un contesto ancora instabile

Nonostante i progressi del biennio 2023-2024, l'Italia non è ancora su una traiettoria

compatibile con il target 2030: **dovremmo installare il 40% in più ogni anno** rispetto ai volumi attuali. Il problema non è più tanto tecnologico o economico, quanto **autorizzativo e infrastrutturale**: a fine 2024, risultano oltre **161 GW di richieste in attesa**, ma tempi lunghi e colli di bottiglia sulla rete rallentano l'effettiva messa a terra dei progetti.

In questo quadro, le **rinnovabili restano il pilastro della strategia climatica**, ma il contesto politico e regolatorio appare oggi più fluido e meno coeso. A livello europeo, il **dibattito sul Clean Industrial Deal** punta anche su tecnologie non-FER, mentre in Italia è tornata centrale la **discussione sul nucleare**, segno che lo spazio politico delle rinnovabili non è più scontato. In più, l'**assenza del FER X definitivo** alimenta incertezza sugli orizzonti post-2025.

Serve quindi una nuova fase di politica industriale e istituzionale, capace di:

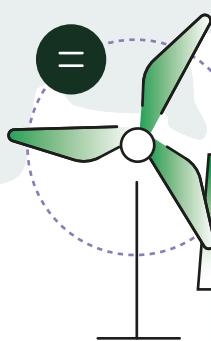
- semplificare e armonizzare le procedure autorizzative;
- accompagnare gli operatori con strumenti chiari, stabili e proporzionati;
- coordinare efficacemente le azioni tra Stato, Regioni e operatori di rete.

Solo così sarà possibile trasformare l'interesse del mercato in nuova capacità installata e avvicinarsi concretamente agli obiettivi di transizione e sicurezza energetica.

Visual Abstract

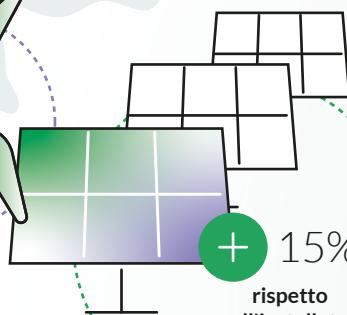
1.

Crescita delle rinnovabili



Eolico

mantiene una tendenza stabile in Italia senza variazioni nella distribuzione territoriale



Fotovoltaico

- aumento significativo delle installazioni
- crescita nella taglia media degli impianti

Fotovoltaico

- aumento significativo delle installazioni
- crescita nella taglia media degli impianti

43%

della nuova potenza installata da impianti più grandi di 1MW

contesto regolatorio e finanziario favorisce la realizzazione di impianti di taglia medio-grande

FER 1



bilancio complessivamente positivo



2.

Il dettaglio dei provvedimenti normativi

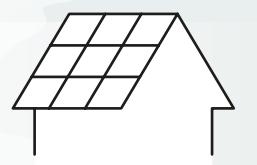
Residenziale

Scambio Sul Posto

Superbonus

Decreto CACER

Il quadro degli incentivi presenti era decisamente vantaggioso



elevata burocrazia

Commercio & Industria

Scambio Sul Posto

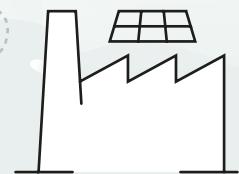
Ritiro Dedicato

FER 1 sostituito da

FER X

Energy Realease

in fase sperimentale



Utility scale

Decreto Agrivoltaico

FER 1 sostituito da

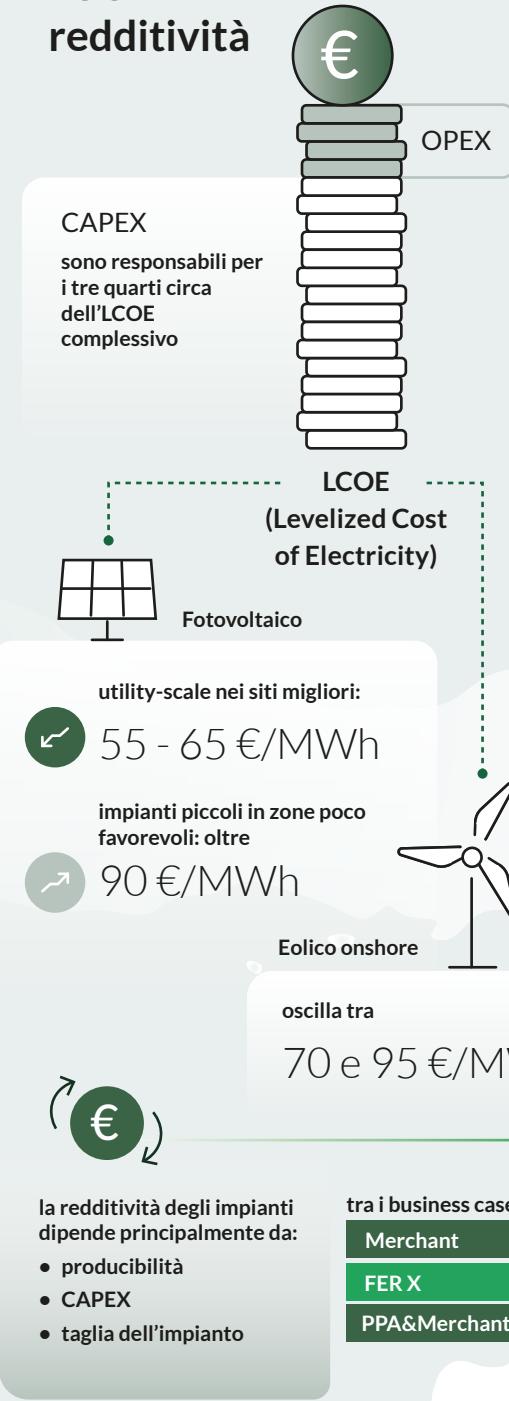
FER X



Contract-for-Difference a 2 vie:
con 6 GW assegnati in cinque anni, non è stato sfruttato pienamente

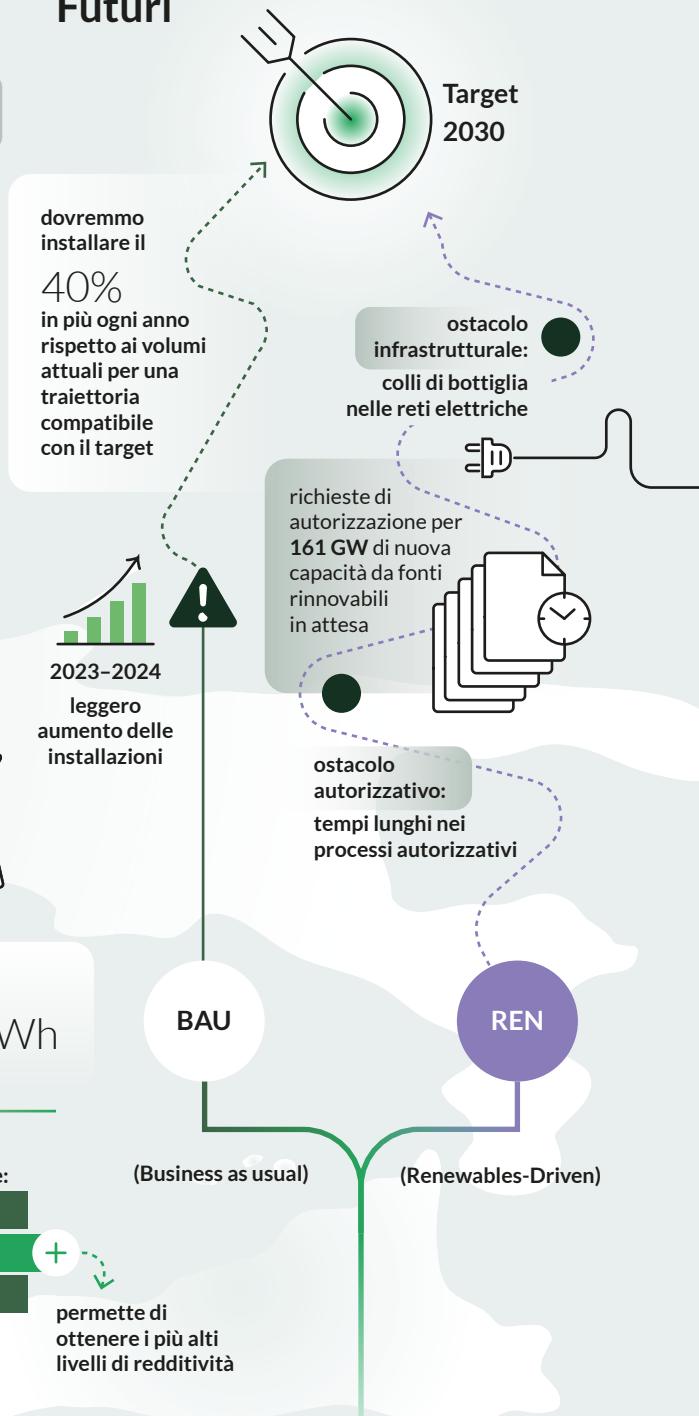
3.

LCOE e redditività



4.

Scenari Futuri



1. I numeri delle rinnovabili

Le installazioni al 2024

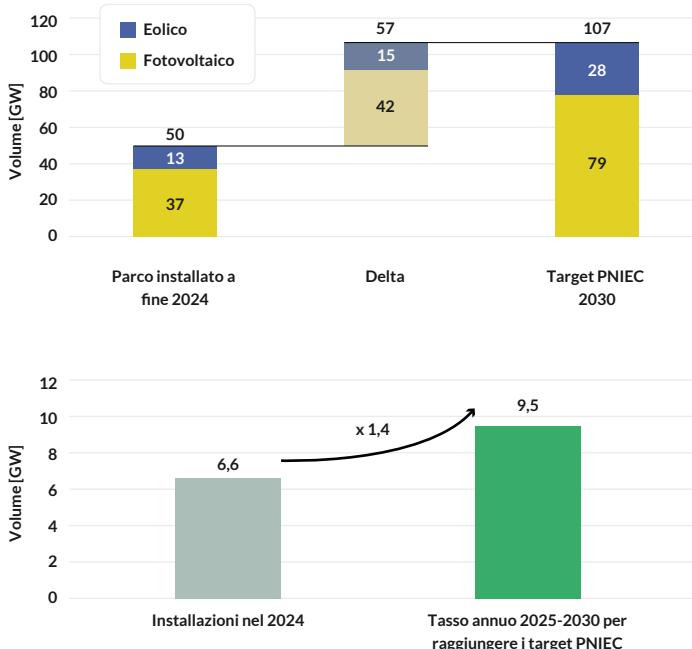
Questa sezione del **Renewable Energy Report** traccia un bilancio sull'andamento delle rinnovabili in Italia nel 2024, concentrandosi in particolare su fotovoltaico ed eolico, le due principali tecnologie. I risultati emersi costituiranno il punto di partenza per le successive analisi del Rapporto, dedicate ad approfondire le diverse dimensioni dello sviluppo delle FER nel contesto nazionale.

Il totale dei MW installati nel 2024 raggiunge i **6.027 MW per il fotovoltaico**, (+15% rispetto al 2023) e di **612 MW** (+26% rispetto al 2023) di **eolico**, per un aumento totale del **16% rispetto 2023**.

Il **fotovoltaico** conferma il proprio ruolo di “**locomotiva**” delle **FER italiane** con le installazioni nel 2024 che superano in valore assoluto il precedente record del 2023. Tuttavia, l’incremento percentuale passa da un valore a tripla cifra (+111%) registrato tra il 2023 ed il 2022 ad un incremento del 15%. L’**eolico**, dopo la contrazione del 2023, **rimbalza nel 2024**, senza però colmare il divario dimensionale col solare.

Il volume rimane comunque decisamente inferiore rispetto al tasso necessario per centrare l’obiettivo di raddoppiare la **capacità totale installata** che entro il 2030, passando dai **50 GW attuali a 107 GW**. Come mostrato nella Figura 1.1, per raggiungere tale target, sarebbe necessario aumentare annualmente il volume di installazioni di energie rinnovabili **di circa 1,4 volte rispetto all’andamento attuale**.

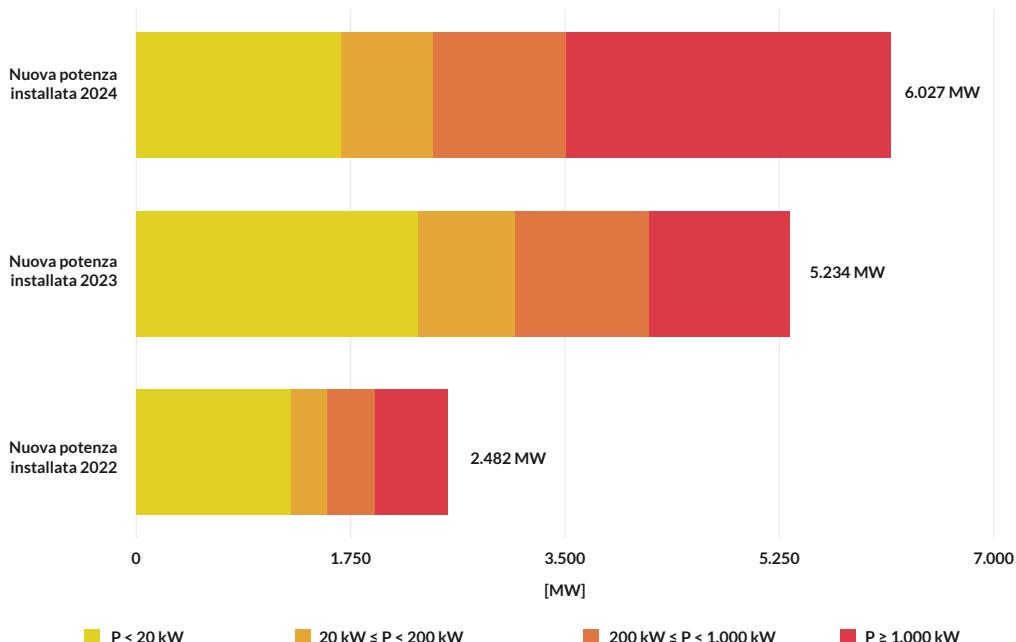
Nel 2024 il settore fotovoltaico **registra un netto incremento della potenza installata**, raggiungendo i 6.027 MW di nuova capacità installata (con +795 MW rispetto ai 5.234 MW del 2023 e +3.545 MW rispetto ai 2.482 MW del 2022). **Parallelamente, il numero di nuovi impianti installati nel 2024**, pur diminuendo rispetto al 2023 (281.981 contro 373.929), **rimane comunque ben al di sopra dei valori del 2022** (205.806). Questo calo nel numero di impianti installati è tuttavia

Figura 1.1: FER installate

bilanciato da un fattore fondamentale: **l'aumento della potenza media per impianto.**

Come osservato, nel 2024 la maggior parte dei MW installati proviene dalla fascia di potenza " $P \geq 1.000 \text{ kW}$ ", che ha contribuito con 2.584 MW, pari al 43% del totale MW installato. Questo dato rappresenta un notevole incremento rispetto al 2023, quando la stessa fascia aveva contribuito solo con 1.157 MW, pari al 22% del totale. Tale cambiamento è indice di una maggiore concentrazione di impianti di grande potenza, tipicamente di tipo industriale o commerciale, che tendono a generare molta più energia rispetto agli impianti residenziali.

In questo contesto, il **numero inferiore di impianti installati nel 2024** non è un segno di rallentamento del mercato, ma piuttosto un riflesso del fatto che gli impianti realizzati sono, in media, molto più grandi. Questa dinamica suggerisce una **maggior focalizzazione sugli impianti di**

Figura 1.2: Potenza installata da Fotovoltaico

maggiori dimensioni, risultato di politiche incentivanti e di un ambiente normativo che favorisce le grandi installazioni, con un **mercato** che si sta spostando verso la **realizzazione di impianti su larga scala**, in grado di soddisfare esigenze industriali e commerciali, piuttosto che residenziali.

Come evidenziato nella Figura 1.2, le altre categorie di potenza mostrano anch'esse una crescita, ma con un'intensità minore.

- La fascia " $200 \text{ kW} \leq P < 1.000 \text{ kW}$ " nel 2024 registra 1.069 MW, mentre nel 2023 ne erano stati installati 1.054 MW.
- La categoria " $20 \text{ kW} \leq P < 200 \text{ kW}$ " continua a rimanere una delle più numerose in termini di numero di impianti, con un valore di 745 MW nel 2024, in linea con i 765 MW del 2023.
- La fascia " $P < 20 \text{ kW}$ ", che include principalmente gli impianti residenziali, ha visto una riduzione nelle potenze installate, con un totale di 1.629

MW nel 2024, rispetto ai 2.258 MW del 2023.

Nel 2024 il settore eolico mostra una **leggera crescita della potenza installata**, raggiungendo i 612 MW (+125 MW rispetto ai 487 MW del 2023 e +86 MW rispetto ai 526 MW del 2022). Questo incremento è dovuto in gran parte alla fascia “ $P \geq 1 \text{ MW}$ ”, che nel 2024 registra 583 MW, pari a circa il 95% del totale.

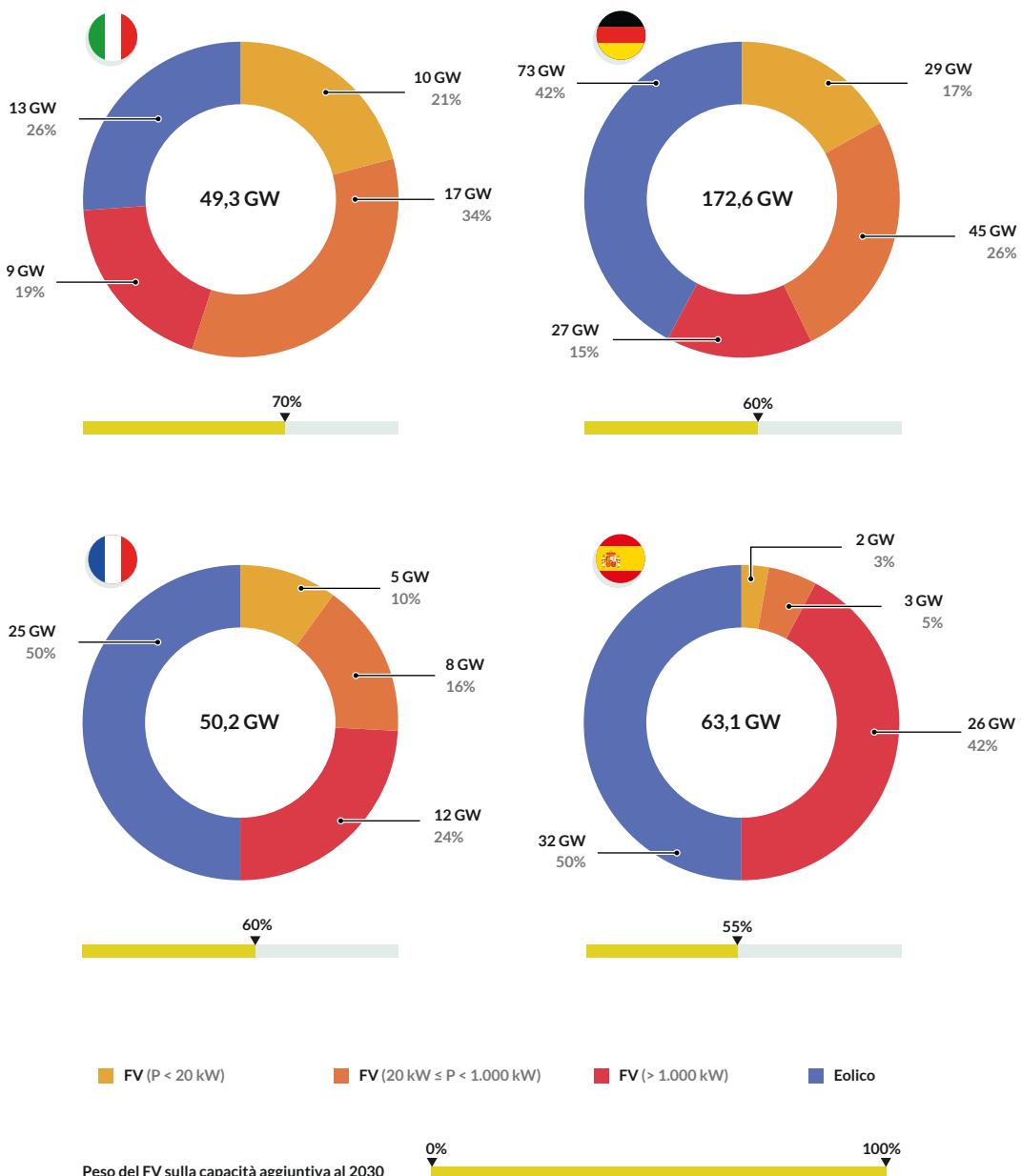
Parallelamente, il **numero di nuovi impianti installati** nel 2024 **risale leggermente** rispetto all'anno precedente, passando da 82 a 84 unità, sebbene rimanga **ben al di sotto** dei 208 impianti del 2022. La maggior parte delle installazioni del 2024 rientra nella fascia “ $P < 1 \text{ MW}$ ”, con 61 nuovi impianti, a fronte dei 23 impianti per la fascia “ $P \geq 1 \text{ MW}$ ”.

Pur essendoci un numero più alto di installazioni di piccola taglia, la crescita complessiva in termini di potenza è trainata principalmente dalle installazioni di grande scala.

Analizzando il parco rinnovabile installato nelle **principali nazioni europee** (vedere Figura 1.3), in Italia l'eolico si ferma al 26% della capacità rinnovabile, contro il 42% della Germania e il 50% di Francia e Spagna. Inoltre, è evidente come in Italia sia diverso il **peso degli impianti di piccola taglia** (il 21% contro il 17% tedesco, l'10% francese ed il 3% spagnolo) e come gli impianti Utility scale, in confronto a Francia e Spagna siano ancora poco diffusi (19% vs 24% e 42%).

Analizzando le **previsioni di nuova capacità installata da qui al 2030**, estratte dai *Recovery and Resilience Plans* dei principali paesi europei, emerge con ancora più evidenza **il ruolo del solare**: in Italia, **il fotovoltaico copre il 74% della crescita attesa**, mentre in Germania e Francia si assesta attorno al 60% e in Spagna al 55%. In altre parole, per l'Italia la transizione energetica **punterà sempre di più sul solare**, a differenza degli altri tre Paesi in cui l'eolico continuerà a mantenere un ruolo proporzionalmente maggiore.

Figura 1.3: Parco fotovoltaico delle principali nozioni europee



L'andamento regionale del Fotovoltaico

Se si vogliono meglio caratterizzare le suddette numeriche, è fondamentale andare ad **individuare** come le nuove installazioni di rinnovabili siano **distribuite lungo l'intera Penisola**. Per far ciò, è stata indagata la **suddivisione regionale di fotovoltaico ed eolico**, che porta alle seguenti considerazioni:

Figura 1.4: Distribuzione regionale della capacità fotovoltaica installata per taglia

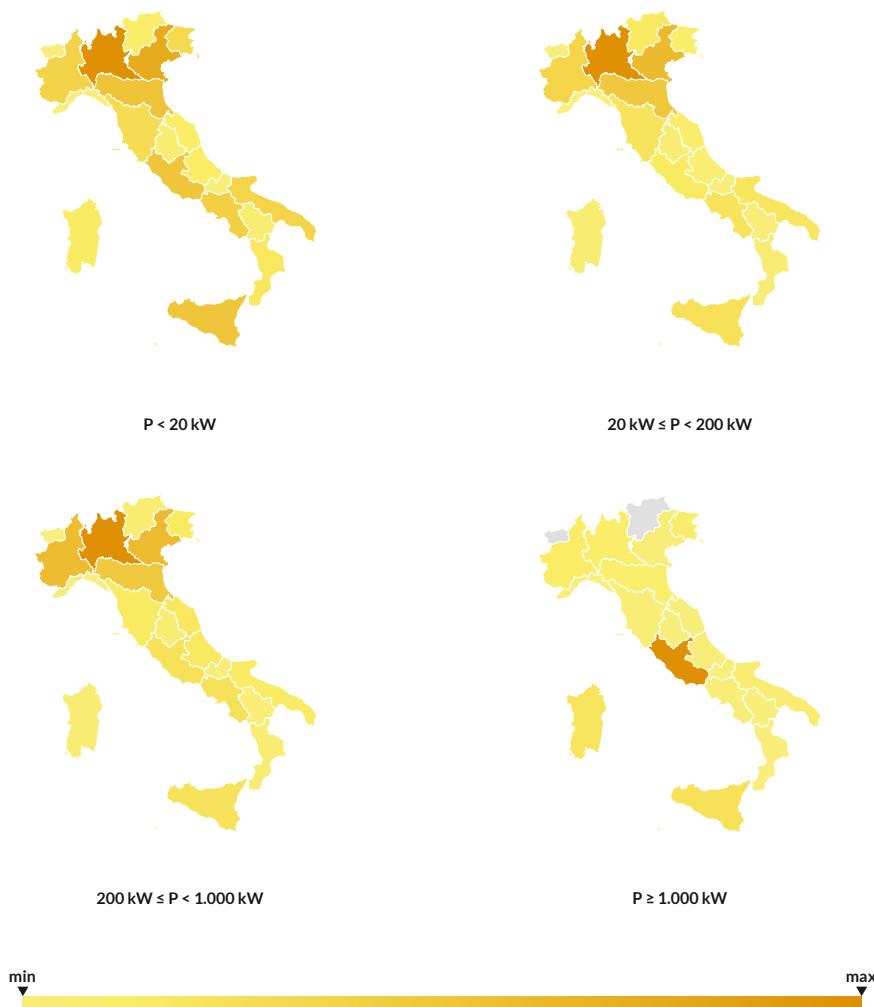


Tabella 1: Capacità fotovoltaica installata, confronto regionale tra 2023 e 2024

Regione	Installato 2024 (MW)	Installato 2023 (MW)	Differenza 24-23 (MW)
Lazio	1.256	322	935
Lombardia	767	907	-140
Sicilia	505	422	83
Veneto	483	680	-197
Piemonte	477	562	-84
Emilia Romagna	453	516	-63
Sardegna	324	204	120
Friuli Venezia Giulia	297	222	75
Puglia	287	243	45
Campania	258	217	41
Toscana	221	212	9
Abruzzo	132	132	-0
Marche	126	143	-17
Calabria	99	103	-5
Trentino Alto Adige	98	146	-48
Umbria	82	73	9
Basilicata	70	76	-6
Molise	48	19	29
Liguria	38	41	-3
Valle D'Aosta	4	-	4

Nel 2024, il **Lazio conquista il primato per la maggiore espansione fotovoltaica**, grazie a un notevole balzo in avanti da 322 MW nel 2023 a 1256 MW. Al contempo, la Lombardia, pur registrando un lieve calo rispetto ai 907 MW dell'anno precedente e fermarsi a 767 MW, rimane la regione con la maggiore capacità fotovoltaica complessiva installata in Italia.

Nel **conto del Nord Italia**, le regioni Veneto, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna continuano a fornire un **contributo significativo**, sebbene si registrino alcune flessioni rispetto all'anno precedente. Fatta eccezione per il Friuli-Venezia Giulia, che mantiene una performance in crescita, tutte le altre regioni evidenziano un calo nelle nuove installazioni. Il Veneto, in particolare, mostra una flessione marcata, passando dai 680 MW del 2023 ai 483 MW del 2024, con una contrazione di circa 197 MW. Anche il Piemonte e la Emilia-Romagna si attestano su un trend negativo, con una riduzione più contenuta pari rispettivamente a circa 84 MW e 63 MW rispetto all'anno precedente.

Al **Sud**, Campania e Sicilia evidenziano una tendenza di crescita: la Campania aumenta da 217 MW a 258 MW, mentre la Sicilia passa da 422 MW a 505 MW. Puglia, da parte sua, si conferma una regione chiave con un lieve incremento (243 MW nel 2023 contro 287 MW nel 2024).

Le regioni con valori più contenuti, come **Abruzzo, Molise, Calabria e Basilicata**, mostrano comunque **segnali di sviluppo**. L'Abruzzo rimane stabile con 132 MW installati anche nel 2024, mentre la Calabria passa da 99 MW a 303 MW, evidenziando una forte crescita. Molise e Basilicata, pur non raggiungendo i livelli delle regioni più avanzate, contribuiscono al trend di diffusione del fotovoltaico a livello nazionale.

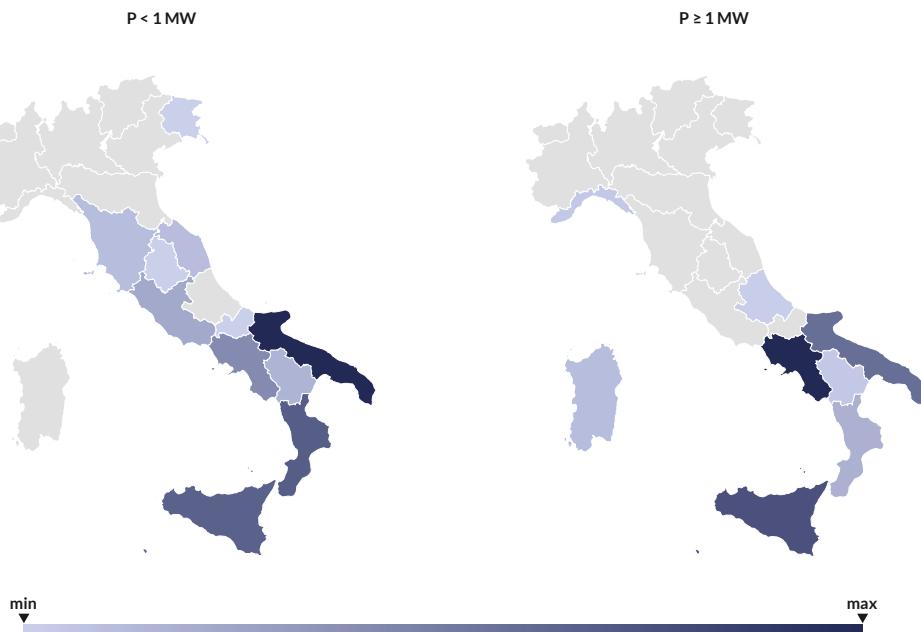
L'andamento regionale dell'Eolico

Nel panorama nazionale dell'eolico, il 2024 ripropone in gran parte la tradizionale “geografia” degli impianti, con una netta concentrazione al Sud e nelle isole maggiori.

Nelle **principali regioni settentrionali**, analizzando la Figura 1.5, si nota un sostanziale immobilismo: regioni come Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto ed Emilia-Romagna non registrano alcuna nuova potenza installata. Fa eccezione la Liguria, che con 10 MW di nuova capacità mostra un timido segnale di dinamismo.

Procedendo verso il Centro, Toscana e Marche aggiungono entrambe 1 MW, mantenendosi in linea con l'anno precedente, mentre Lazio e Abruzzo migliorano leggermente i dati del 2023 portandosi, rispettivamente, a 2 MW e 4 MW di nuove installazioni.

Figura 1.5: Distribuzione regionale della capacità eolica installata per taglia



Il Sud offre il quadro più articolato. In Basilicata e Sardegna la crescita rallenta con decisione: la potenza installata scende da 29 MW a 11 MW nella prima e da 73 MW a 23 MW nella seconda. All'estremo opposto, la Campania registra un **notevole incremento**, passando da 117 MW nel 2023 a 218 MW nel 2024 e confermandosi fra i motori principali del settore. Anche la Puglia consolida la traiettoria positiva, salendo a 131 MW rispetto ai 110 MW dell'anno precedente. Colpisce, inoltre, il balzo in avanti della Calabria, che quadruplica la capacità aggiuntiva arrivando a 45 MW, mentre la Sicilia, già su livelli elevati, prosegue la sua ascesa da 148 MW a 166 MW. Complessivamente, dunque, il 2024 ribadisce il primato meridionale nell'eolico nazionale, pur con andamenti divergenti da regione a regione.

Nel complesso, la **mappa dell'eolico italiano per il 2024** ricalca le tendenze già note: il Sud (Campania, Puglia, Basilicata, Calabria) e le isole maggiori (Sicilia e Sardegna) fanno da parte principale in termini di nuova potenza installata, mentre il Nord rimane quasi fermo, con l'eccezione rappresentata dalla Liguria. Al Centro, gli incrementi restano contenuti, seppur con qualche segnale positivo in Lazio, Toscana, Marche e Abruzzo.

In virtù di quanto appena visto, possiamo dire che:

1. Il **Nord Italia** mantiene il primato in termini di numero di installazioni, ma mostra un generale rallentamento rispetto al 2023, con particolari riduzioni nelle regioni più industrializzate come la Lombardia e il Piemonte.
2. Il **Centro Italia** ha visto un incremento spettacolare nelle installazioni grazie al Lazio, mentre altre regioni come Toscana e Marche sono in leggera crescita.
3. Il **Sud Italia** ha mostrato una solida crescita, con incrementi significativi in Sicilia, Sardegna, Campania, e Puglia, seppur su una base di partenza inferiore rispetto al Nord.

Tabella 2: Capacità eolica installata, confronto regionale tra 2023 e 2024

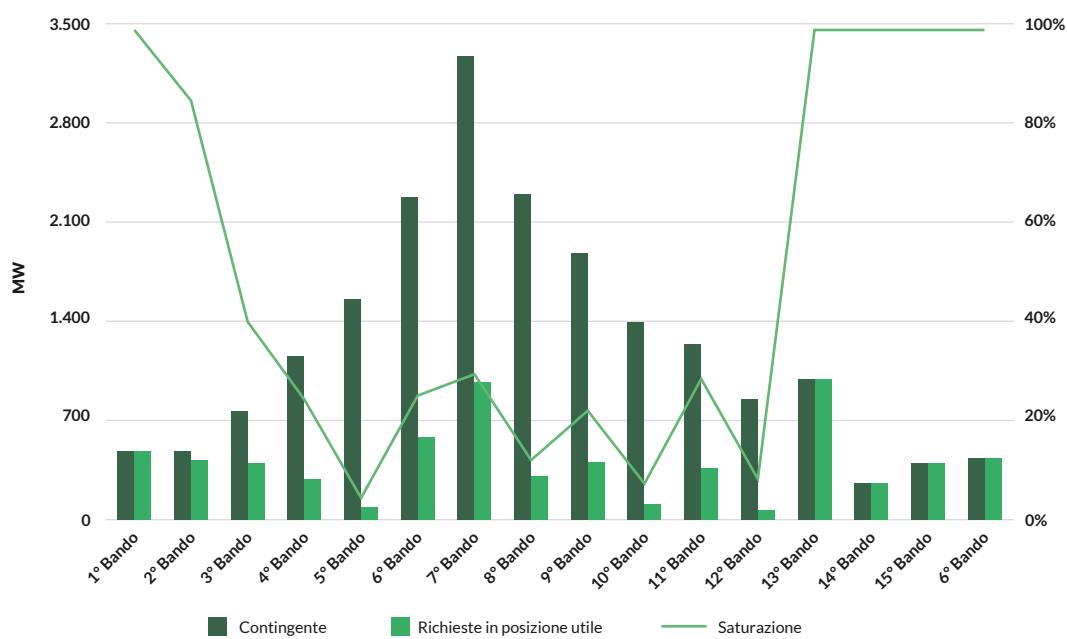
Regione	Installato 2024 (MW)	Installato 2023 (MW)	Differenza 24-23 (MW)
Campania	218	117	101
Sicilia	166	148	18
Puglia	131	110	21
Calabria	45	4	41
Sardegna	23	73	-50
Basilicata	11	29	-18
Liguria	10	2	8
Abruzzo	4	-	4
Lazio	2	1	1
Toscana	1	0	1
Marche	1	-	1
Molise	0	1	-1
Friuli-Venezia Giulia	0	-	0
Umbria	0	1	-1
Lombardia	-	-	-
Veneto	-	-	-
Piemonte	-	-	-
Emilia-Romagna	-	-	-
Trentino-Alto Adige	-	-	-
Valle D'Aosta	-	-	-

Il forte incremento nel Lazio e la crescita del Sud Italia suggeriscono un **orientamento positivo verso l'espansione nelle aree meno sviluppate**, mentre le regioni del Nord potrebbero necessitare di nuove strategie per mantenere i livelli di crescita.

Focus: un primo bilancio del FER 1

Il **Decreto FER 1**, pubblicato il 04 luglio 2019 in attuazione del **Decreto Legislativo 28/2011**, rappresenta uno degli strumenti principali adottati dall'Italia per promuovere lo sviluppo delle **fonti di energia rinnovabile**. In un contesto europeo e globale segnato da un'urgenza crescente nel contrasto ai cambiamenti climatici, il FER 1 si è configurato come **tassello fondamentale per orientare la transizione energetica nazionale** verso un sistema più sostenibile, decarbonizzato e basato su energie pulite. Con la conclusione del suo ciclo operativo e il subentro del nuovo meccanismo incentivante FER X, si apre ora la possibilità di tracciarne un primo bilancio, valutando risultati, criticità e contributo complessivo agli obiettivi di decarbonizzazione del Paese.

Figura 1.6: Risultati delle Aste per il gruppo A (Realizzazioni di impianti fotovoltaici ed eolici on shore di potenza superiore a 1MW)



Il FER 1, nel suo complesso, registra un risultato in termini di potenza assegnata **superiore alle aspettative iniziali** (oltre 6 GW rispetto ai 5,5 GW previsti), ma lo fa **in un periodo di tempo piuttosto prolungato**, superando i cinque anni. Il dato più interessante, analizzando le singole aste, è la netta distinzione in tre fasi.

- Nella **fase iniziale**, si registra un'elevata partecipazione accompagnata però da diversi ostacoli: procedure autorizzative lente a livello regionale, burocrazia complessa, incentivi non sempre competitivi per alcune tipologie di impianti e, più in generale, meccanismi di gara che avvantaggiavano operatori con progetti già maturi. Il fermento iniziale è quindi parzialmente frenato da una carenza di semplificazione normativa e da un clima di incertezza che ha rallentato l'operatività, pur manifestando un segnale di forte interesse verso la transizione energetica.
- La **fase centrale** appare più irregolare, con una domanda più bassa e fluttuante, probabilmente influenzata dal perdurare dei problemi evidenziati: le autorizzazioni continuano a richiedere tempi lunghi, l'assenza di un sistema di incentivi ben calibrato per alcuni segmenti tecnologici riduce l'attrattività e i rallentamenti burocratici scoraggiano alcuni investitori.
- È solo nella **terza fase**, a partire dal 13° bando (ottobre 2023), che si torna a saturare la disponibilità, segnale di un rinnovato slancio del mercato o di un aggiustamento graduale delle regole di assegnazione. A conferma di questo trend, dal 14° bando (febbraio 2024) si è addirittura dovuto incrementare il contingente per soddisfare la domanda crescente, riuscendo così a raggiungere e superare l'obiettivo iniziale.

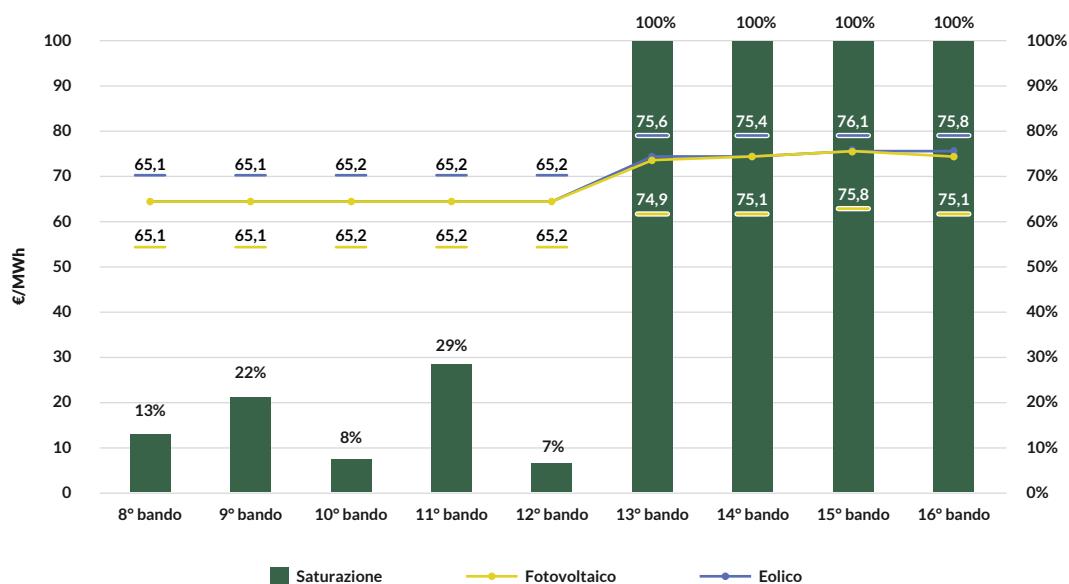
Tuttavia, il conseguimento di oltre 6 GW su un orizzonte di tempo così lungo indica che, **nonostante l'interesse strutturale del mercato**, permangono criticità legate sia **ai meccanismi d'asta** (che hanno prodotto

una forte discontinuità fra i bandi) sia ai **processi autorizzativi**, troppo lenti per assicurare una crescita stabile e costante.

Guardando il **Gruppo B**, comprendente gli impianti **idroelettrici** e a gas residuati dei processi di depurazione, e il **Gruppo C**, comprendente gli impianti oggetto di **rifacimento**, i risultati sono stati tutt'altro che soddisfacenti, con aste e registri andati quasi totalmente deserti nell'arco delle 16 procedure.

Ne emerge un **bilancio complessivamente positivo ma con ampi margini di miglioramento**, in cui risulta evidente la necessità di procedure più snelle, incentivi più equilibrati e maggiore coordinamento tra Stato e Regioni, così da sfruttare appieno la spinta del mercato verso le rinnovabili e garantire risultati all'altezza degli obiettivi di transizione energetica.

Figura 1.7: Saturazione del contingente e prezzo medio per le Aste del gruppo A



È evidente come i **bandi centrali del FER-1**, con un **prezzo** di riferimento attorno ai 65 €/MWh, abbiano attirato un livello di **partecipazione molto basso**: le saturazioni si attestavano infatti sotto il 30% (e in alcuni bandi anche sotto il 10%). Questa sostanziale mancanza di interesse è stata probabilmente legata alla **limitata competitività delle tariffe** rispetto ai costi di realizzazione degli impianti e alle **incertezze sul quadro autorizzativo**. Il cambio di scenario avviene a partire dal 13° bando, quando l'**incremento dell'incentivo** verso i 75 €/MWh determina un immediato e netto aumento della domanda: tutte le procedure successive registrano una saturazione al 100%, a conferma di quanto la **leva economica sia decisiva nel rendere attrattivo il meccanismo per gli investitori**.

Alla luce di questo salto, risulta plausibile ipotizzare che il **nuovo FER-X**, con prezzi di esercizio **ulteriormente innalzati** (un range proposto tra 65 e 95 €/MWh per il fotovoltaico e tra 70 e 95 €/MWh per l'eolico onshore) possa **stimolare ancora di più il mercato**, spingendo la partecipazione verso livelli di saturazione pressoché certi.

Sebbene i **bandi iniziali del FER-1 abbiano mostrato le difficoltà** di un contesto normativo e burocratico non ancora del tutto maturo, il **decreto ha comunque aperto la strada a meccanismi successivi più ambiziosi**, evidenziando che, quando l'incentivo economico diventa adeguato, l'interesse degli operatori resta elevato. In prospettiva, la **crescente appetibilità delle rinnovabili** faciliterà ulteriormente la transizione energetica, purché vengano accompagnate da **procedure autorizzative più snelle** e da una maggiore **stabilità regolatoria**, elementi fondamentali per tradurre l'interesse manifestato in nuova capacità effettivamente installata.

Messaggi Chiave

Capitolo 1

I numeri delle rinnovabili

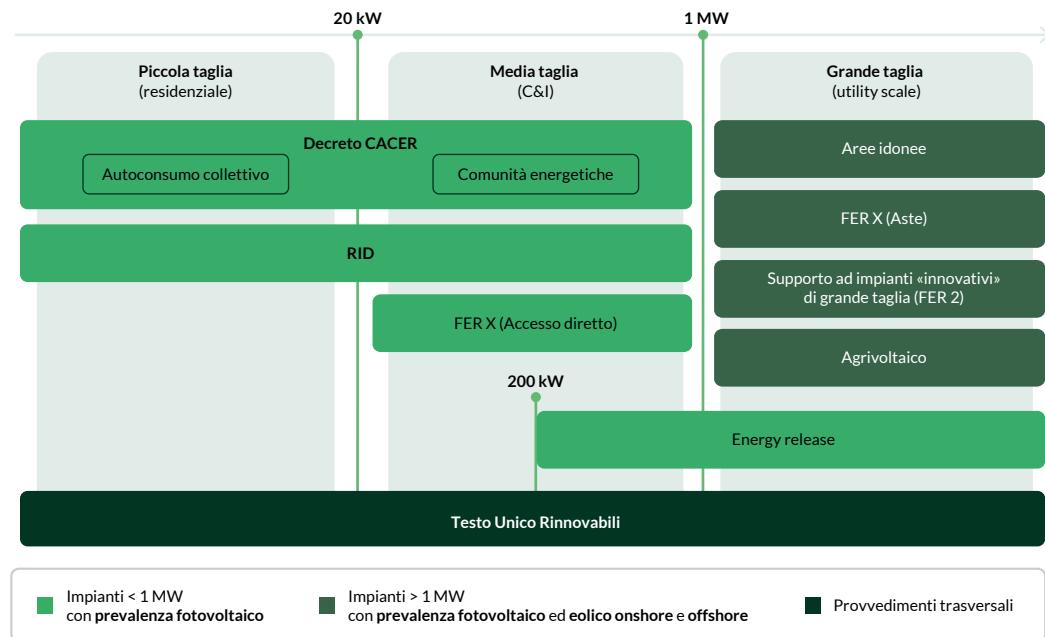
In definitiva, nel 2024 si conferma un **importante sviluppo delle fonti rinnovabili**, trainato in particolare dal **fotovoltaico**, che registra sia un **aumento significativo delle installazioni** sia una **crescita nella taglia media** degli impianti. L'**elico**, invece, mantiene una **tendenza stabile**, con installazioni prevalentemente **concentrate nelle aree già consolidate**, senza particolari variazioni nella distribuzione territoriale.

Il FER 1 ha visto un **bilancio complessivamente positivo** per le aste del gruppo A, con un **innalzamento delle tariffe negli ultimi bandi** e il relativo **contingente saturato**: questo dato fa ben sperare in ottica del **FER X**, in quanto i prezzi di esercizio potranno risultare anche più appetibili.

2.

Il dettaglio dei provvedimenti normativi

Figura 2.1: Principali normative in ambito FER



L'evoluzione normativa in materia di energie rinnovabili in Italia si sta sviluppando **lungo più filoni**, ciascuno dei quali disciplina **diverse taglie** impiantistiche (dal residenziale al grande utility scale) e **diverse tecnologie** (principalmente fotovoltaico ed eolico). Nel quadro illustrato, si individuano sia misure specifiche per gli impianti al di sotto di certe soglie di potenza (ad esempio 20 kW o 1 MW), sia provvedimenti di natura più generale («trasversali») che impattano su tutte le dimensioni di impianto.

Il dettaglio dei provvedimenti normativi

Di seguito vengono **meglio dettagliati i diversi sistemi incentivanti** sopra menzionati: questo approfon-

dimento risulta propedeutico all'analisi dell'applicabilità di tali sistemi per le differenti configurazioni FER.

Il FER X

Il Decreto FER X ha l'obiettivo di **incentivare la realizzazione di impianti** di produzione di energia elettrica dalle **principali fonti rinnovabili**. Al fine di accelerare l'adozione del decreto, il MASE ha deciso di **presentare un decreto transitorio** (il cosiddetto «Decreto FER-X Transitorio») entrato in vigore il 28 febbraio 2025 introduce un meccanismo ponte finalizzato ad anticipare alcune misure incentivanti sino a fine 2025.

La nuova bozza **riduce**, quindi, il **periodo di incentivazione** fino al 31 dicembre 2025 o, solo per gli impianti che accedono direttamente agli incentivi (quindi per gli impianti sotto 1 MW), **fino ad una soglia massima di 3 GW**, qualora questo volume fosse raggiunto prima di tale data. La precedente bozza, invece, regolava il periodo di incentivazione fino al 2028 o a 10 GW di potenza per l'accesso diretto.

Il Decreto FER X Transitorio include un «**Meccanismo transitorio di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato**». Esso riduce il periodo di assegnazione degli incentivi fino al 31 dicembre 2025.

- Gli impianti con **potenza inferiore o uguale a 1 MW** accederanno direttamente agli incentivi, fino ad una **soglia massima di 3 GW**.
- Gli impianti con **potenza superiore a 1 MW** accederanno agli incentivi con la **partecipazione a procedure competitive** mediante aste al ribasso, in cui sono previsti i seguenti contingenti:

Tabella 2.1: Contingenti FER X per tipologia di FER

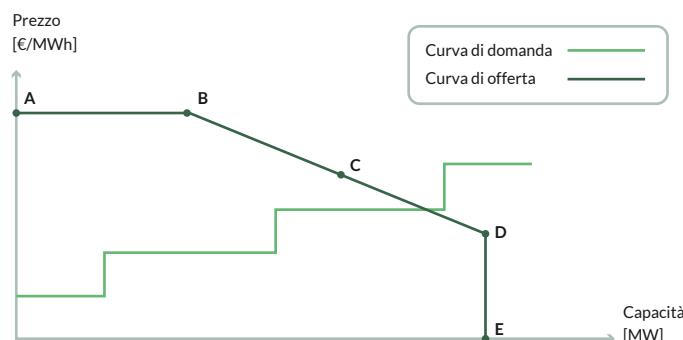
Tabella	Contingente FER X transitorio	Contingente FER X "ordinario"
Fotovoltaico	10 GW	40 GW
Eolico	4 GW	16,5 GW

Con l'obiettivo di **evitare aste deserte con contingenti limitati assegnati al massimo valore della tariffa**, nel FER X è stata presentata una **nuova metodologia di calcolo di contingenti e tariffa assegnata**.

Vengono infatti indicati, oltre al prezzo di esercizio, anche quello superiore e inferiore. Questi vanno a determinare una **curva di domanda** composta nel seguente modo:

- **Punto A:** ordinata pari al prezzo di esercizio superiore e ascissa pari a 0;
- **Punto B:** ordinata pari al prezzo di esercizio superiore e ascissa pari al contingente di potenza minimo;
- **Punto C:** ordinata pari al prezzo di esercizio e ascissa pari al contingente di potenza obiettivo;
- **Punto D:** ordinata pari al prezzo di esercizio inferiore e ascissa pari al contingente di potenza massimo;
- **Punto E:** ordinata pari a 0 e ascissa pari al contingente di potenza massimo.

Figura 2.2: Curva di offerta (verde scuro) e curva di domanda (verde chiaro) utilizzate nel FER X per il calcolo della tariffa e del contingente



Questa si incrocia con la **curva di offerta** per determinare dinamicamente il **contingente e il prezzo di riferimento**. Si sottolinea quindi che, nel FER X, ci sono contingenti di potenza dinamici e non predeterminati.

Energy Realease

L'Energy Release 2.0¹ introduce un meccanismo volto a **incentivare la realizzazione di nuova capacità** di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, **destinato alle imprese a forte consumo energetico**, comunemente denominate "energivore".

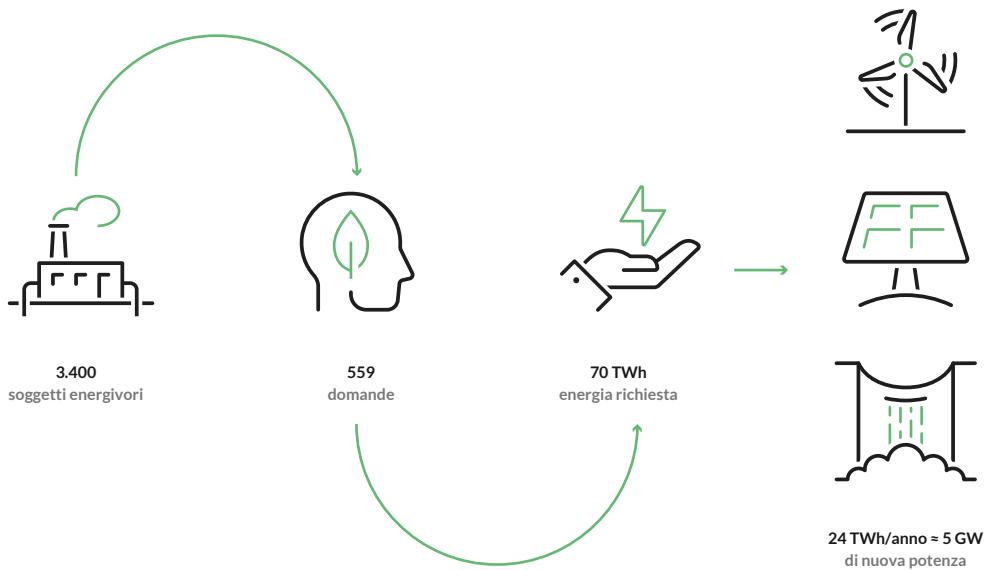
Il meccanismo prevede che le **imprese energivore possano richiedere** al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) **l'anticipazione di una quota di energia elettrica rinnovabile**, unitamente alle relative Garanzie di Origine, per un **periodo massimo di tre anni** (trentasei mesi). Tale anticipazione avviene a un prezzo di cessione stabilito dal GSE, calcolato considerando il costo medio efficiente di produzione di energia rinnovabile da impianti di dimensioni scalabili ed equipaggiati con tecnologie mature e competitive.

Successivamente, le imprese sono tenute a **restituire l'energia anticipata nell'arco di venti anni**, a partire dall'entrata in esercizio degli impianti realizzati. **L'anticipazione e la restituzione** dell'energia elettrica avvengono **attraverso contratti per differenza a due vie**, stipulati tra il GSE e i clienti finali energivori o soggetti terzi interessati, sulla base del medesimo prezzo di cessione, definito dal GSE tenuto conto del costo efficiente medio di produzione di energia rinnovabile da impianti di dimensione di scala efficiente che utilizzano tecnologie mature competitive.

A seguito dell'approvazione delle **Regole Operative** da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) il 30 ottobre 2024, il **GSE ha pubblicato il bando per la procedura di assegnazione dell'energia elettrica disponibile**. Il termine per la presentazione delle manifestazioni di interesse si è concluso il 3 marzo 2025, registrando la presentazione di 559 domande da parte di 3.400 soggetti energivori, per una richiesta complessiva di oltre 70 Terawattora (TWh) di energia elettrica. Considerando che l'energia disponibile per l'assegnazione ammonta a 24 TWh annui, si prevede la realizzazione di nuova capacità produttiva per oltre 5 Gigawatt (GW).

¹ Decreto Ministeriale n. 268 del 23 luglio 2024

Figura 2.3: Principali numeriche del decreto Energy Release 2.0



L'iniziativa "Energy Release 2.0" si propone di sostenere le imprese energivore nel processo di transizione energetica, facilitando l'accesso a energia elettrica rinnovabile a condizioni economiche vantaggiose. Parallelamente, il meccanismo stimolerà la crescita del settore delle energie rinnovabili, promuovendo l'installazione di nuova capacità produttiva e contribuendo agli obiettivi nazionali di decarbonizzazione e sicurezza energetica.

Testo Unico Rinnovabili

Il **Testo Unico sulle Fonti di Energia Rinnovabile (FER)**² è da considerare come un intervento normativo di rilievo nel panorama energetico italiano.

Entrato in vigore il 30 dicembre 2024, la sua stipula risponde all'esigenza di **razionalizzare e semplificare i procedimenti amministrativi relativi alla produzione**

² Decreto Legislativo 25 novembre 2024, n. 190

di energia da fonti rinnovabili, in linea con gli obiettivi climatici ed energetici nazionali ed europei.

Il decreto mira sostanzialmente a:

1. **Semplificare le procedure amministrative**: riducendo i regimi autorizzativi da quattro a tre, eliminando la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (CILA) e uniformando i requisiti normativi su tutto il territorio nazionale.
2. **Promuovere la tutela ambientale**: conciliare lo sviluppo delle energie rinnovabili con il rispetto della biodiversità, del paesaggio e delle tradizioni locali, in un'ottica di sostenibilità integrata.

Il decreto introduce tre distinti regimi amministrativi per la realizzazione e gestione degli impianti a fonti rinnovabili:

- **Attività Libera**: per interventi di minore entità che non richiedono autorizzazioni specifiche.
- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)**: destinata a interventi di media complessità, con iter semplificato rispetto all'autorizzazione unica.
- **Autorizzazione Unica (AU)**: necessaria per interventi di maggiore rilevanza e complessità.

Questa classificazione mira a rendere più efficiente il processo autorizzativo, adeguando le procedure alla portata degli interventi.

Il Testo Unico assume una rilevanza strategica anche per gli impianti agrivoltaici avanzati, considerati strumenti chiave per la transizione energetica sostenibile, in grado di coniugare la produzione di energia con la valorizzazione del territorio agricolo. La nuova disciplina offre un quadro normativo più organico e prevedibile, delineando specifici regimi amministrativi per la realizzazione degli impianti agrivoltaici in relazione alla loro potenza e localizzazione.

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) sono chiamati a svolgere un ruolo cruciale nell'attuazione del

decreto. In particolare, il MASE supervisiona l'attuazione e la valutazione delle misure previste dal decreto, ARERA assicura la regolazione economica e tariffaria necessaria per sostenere le attività e gli incentivi correlati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, mentre il GSE ha il compito di pubblicare una mappatura del territorio nazionale, individuando il potenziale e le aree disponibili per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, come previsto dall'articolo 12 del decreto.

Arearie Idonee

Il **Decreto Arearie Idonee**³ rappresenta un avanzamento significativo nella strategia italiana per la transizione energetica. Questo provvedimento stabilisce **criteri e principi omogenei per l'individuazione di superfici e aree idonee all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili**, in conformità con gli obiettivi delineati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Il decreto persegue l'obiettivo di **semplificare le procedure autorizzative** per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, garantendo al contempo la tutela del territorio e del paesaggio. A tal fine, esso stabilisce **una ripartizione dettagliata della potenza da installare tra le diverse Regioni e Province autonome italiane**, tenendo conto delle specificità territoriali e delle infrastrutture esistenti. Attraverso la definizione di criteri chiari per l'individuazione delle aree idonee e il coinvolgimento attivo delle Regioni e delle Province autonome, il decreto punta a facilitare l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, rispettando al contempo le esigenze di tutela ambientale e paesaggistica.

Il decreto introduce una **classificazione delle aree** in quattro categorie principali:

1. **Arearie Idonee:** zone dove l'installazione di impianti a fonti rinnovabili è facilitata da procedure autorizzative semplificate.

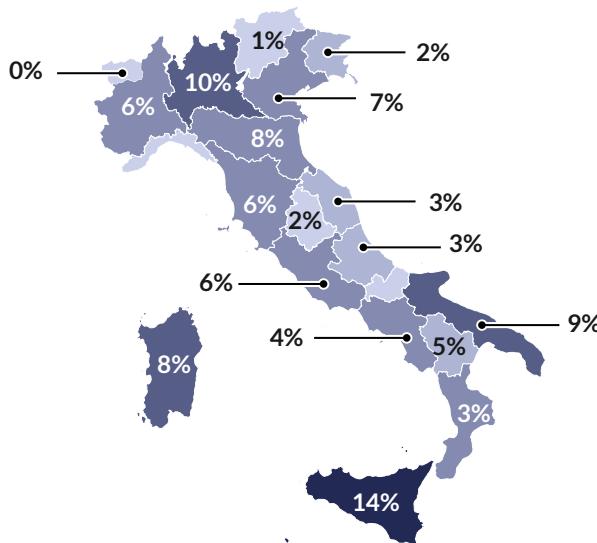
³ D.M. 21/06/2024 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio

2. **Arearie Non Idonee:** zone in cui l'installazione di tali impianti è vietata a causa di vincoli ambientali, paesaggistici o culturali.
3. **Arearie Ordinarie:** zone dove si applicano le procedure autorizzative standard previste dal D.Lgs. n. 28/2011.
4. **Arearie Vietate:** zone in cui è espressamente proibita l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto, le **Regioni e le Province autonome** sono tenute a **individuare**, mediante apposite leggi, **le aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili**, seguendo i principi e i criteri stabiliti dal decreto stesso. In caso di mancata adozione di tali leggi, si applicano le disposizioni dell'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234, che prevede l'intervento sostitutivo dello Stato.

Per supportare le Regioni e le Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee, il GSE è incaricato di realizzare e gestire una **Piattaforma Digitale**

Figura 2.4: Capacità aggiuntiva teorica prevista dal Decreto Aree Idonee



per le Aree Idonee. Questa piattaforma fornirà dati e informazioni utili per la caratterizzazione del territorio e la classificazione delle superfici, garantendo l'interoperabilità con altre banche dati pubbliche e strumenti informatici operanti a livello nazionale, regionale, provinciale o comunale.

Ritiro Dedicato (RID)

Il **Ritiro Dedicato (RID)** è un meccanismo regolatorio che facilita la vendita e la valorizzazione economica dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, tra cui il fotovoltaico e l'eolico. Questo regime, introdotto in Italia con il **Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003**, rappresenta uno strumento chiave nella strategia nazionale di sostegno alla produzione energetica sostenibile.

Gestito dal **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**, il RID permette ai produttori di energia rinnovabile di cedere direttamente al GSE l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, evitando così la complessità e i costi legati alla negoziazione di contratti bilaterali sul mercato elettrico. Tale procedura è particolarmente rilevante per gli impianti di piccola e media dimensione, semplificando notevolmente la gestione commerciale della produzione energetica e garantendo una maggiore prevedibilità dei flussi economici per i produttori.

La disciplina tecnica ed economica del RID è dettagliatamente regolata dalle deliberazioni emanate dall'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)**, che ne stabilisce le condizioni economiche, i prezzi di ritiro e le modalità operative di accesso e gestione del servizio. Nello specifico, il prezzo di ritiro dell'energia può essere fissato a condizioni standard definite da ARERA, oppure calcolato in base ai prezzi zonali di mercato, prevedendo inoltre specifici incentivi o integrazioni economiche per particolari tipologie di impianti.

Dal punto di vista operativo, il **GSE acquista l'energia immessa in rete dai produttori aderenti al RID**, assu-

mendo poi il ruolo di operatore sul mercato elettrico, gestendo direttamente le attività di vendita e bilanciamento. I produttori ricevono, pertanto, una **remunerazione** definita dalle condizioni regolamentari senza esporsi direttamente ai rischi legati alle fluttuazioni dei prezzi di mercato.

Il RID, per le sue caratteristiche di semplicità e stabilità, si colloca tra gli strumenti fondamentali a disposizione degli operatori del settore delle energie rinnovabili in Italia, contribuendo significativamente agli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione e promozione della sostenibilità ambientale, economica e sociale.

Decreto CACER

Il **Decreto CACER**⁴ (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile), rappresenta un significativo passo avanti nella promozione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e dell'autoconsumo collettivo in Italia. Entrato in vigore il 24 gennaio 2024, il decreto stabilisce criteri e modalità per **incentivare la produzione e la condivisione di energia elettrica da fonti rinnovabili**, con l'obiettivo di favorire la transizione energetica sostenibile nel Paese.

Il decreto prevede due principali misure di incentivazione:

1. **Tariffa Incentivante sull'Energia Condivisa:** viene introdotta una tariffa incentivante per l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili e condivisa all'interno delle configurazioni di autoconsumo. Questa misura è applicabile su tutto il territorio nazionale e mira a rendere economicamente vantaggiosa la condivisione dell'energia prodotta localmente.
2. **Contributo a Fondo Perduto fino al 40% dei Costi Ammissibili:** finanziato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), questo contributo è destinato alle comunità energetiche i cui impianti

⁴ Decreto Ministeriale n. 414 del 7 dicembre 2023

sono realizzati in comuni con meno di 5.000 abitanti. L'obiettivo è sostenere lo sviluppo di due gigawatt complessivi di capacità rinnovabile in queste aree.

L'implementazione del Decreto è attesa per avere un **impatto significativo sul panorama energetico italiano**, favorendo:

- **Incremento della produzione di energia rinnovabile:** attraverso il sostegno a nuovi impianti e alla modernizzazione di quelli esistenti.
- **Partecipazione attiva dei cittadini:** incoraggiando la creazione di comunità energetiche, i cittadini diventano protagonisti nella transizione energetica.
- **Sviluppo economico locale:** gli incentivi stimolano investimenti e creano opportunità di lavoro nelle comunità locali.
- **Riduzione delle emissioni di CO₂:** Aumentando la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, si contribuisce alla diminuzione delle emissioni nocive.

Le tipologie di configurazioni che possono accedere agli incentivi previsti dal Decreto CACER includono:

- **Autoconsumatori a Distanza:** Individui che consumano l'energia elettrica prodotta da impianti rinnovabili situati in siti diversi da quelli di consumo, utilizzando la rete di distribuzione.
- **Gruppi di Autoconsumatori:** Aggregazioni di più autoconsumatori che condividono l'energia prodotta da impianti rinnovabili, operando collettivamente.
- **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER):** Soggetti giuridici costituiti da enti locali, aziende, cittadini o altre entità che producono e condividono energia rinnovabile a livello locale.

Il GSE è incaricato dell'attuazione delle misure previste dal decreto, inclusa la gestione degli incentivi e dei

contributi. Il GSE ha pubblicato le **Regole Operative** che disciplinano l'accesso ai servizi per l'autoconsumo diffuso e ai contributi del PNRR, definendo modalità e tempestiche per il riconoscimento degli incentivi.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha approvato il **Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD)**, che regola il funzionamento e i contributi di valorizzazione spettanti all'energia autoconsumata nell'ambito delle configurazioni ammesse.

Nell'implementazione di una CACER, le **fasi di ingaggio degli attori e la stesura del regolamento** costituiscono i **passaggi più critici**, poiché devono tradurre in prassi un iter autorizzativo multilivello e un apparato documentale di notevole complessità burocratica.

FER 2

Il **Decreto FER 2**, entrato in vigore il 13 agosto 2024, costituisce un provvedimento normativo finalizzato a promuovere la **realizzazione di impianti** di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che si contraddistinguono per **tecnologie innovative** o caratterizzate da **costi operativi relativamente elevati**.

L'obiettivo principale del decreto è la realizzazione, entro il **31 dicembre 2028**, di una capacità complessiva di nuova generazione pari a **4,6 GW**, privilegiando tecnologie con potenzialità significative, ma attualmente meno diffuse o in fase di sviluppo. Tra queste tecnologie rientrano:

- Impianti alimentati da **biogas** e biomasse;
- Impianti **solari termodinamici**;
- Impianti **geotermoelettrici**;
- Impianti **eolici offshore**;
- Impianti **fotovoltaici flottanti** sia offshore che su acque interne;
- Impianti che sfruttano **fonti energetiche marine innovative** come l'energia mareomotrice e del moto ondoso.

Questo sforzo si inserisce nel contesto più ampio degli obiettivi di decarbonizzazione che l'Italia si è posta per il 2030, mirando a **ridurre le emissioni di gas serra e a incrementare la quota di energia prodotta da FER**.

L'accesso agli incentivi previsti dal **Decreto FER 2** avviene mediante la partecipazione a procedure pubbliche competitive, organizzate e gestite dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) nel periodo compreso tra il 2024 e il 2028. Queste procedure competitive sono suddivise in diverse categorie, ciascuna delle quali è dedicata a specifiche tipologie di impianti e tecnologie. A titolo esemplificativo, la **Procedura Tipo E-1** è destinata specificamente agli impianti eolici offshore, a **Procedura Tipo D** riguarda gli impianti **fotovoltaici flottanti su acque interne**, mentre la **Procedura Tipo E** è dedicata agli impianti **fotovoltaici offshore flottanti** e agli impianti che sfruttano l'energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia mari.

Ogni categoria di procedura prevede contingenti di potenza predeterminati e criteri di selezione basati principalmente su **offerte di riduzione percentuale rispetto alla tariffa incentivante di riferimento**. In particolare, è richiesto **un ribasso minimo del 2%** sulla tariffa di riferimento per gli impianti con **potenza fino a 300 kW**.

Il **10 dicembre 2024**, il MASE ha approvato le regole operative del Decreto FER 2, pubblicate in Gazzetta Ufficiale il **23 dicembre 2024**. Tali regole forniscono indicazioni dettagliate riguardanti le modalità di svolgimento delle procedure competitive, precisando i requisiti specifici per l'accesso agli incentivi e la determinazione delle tariffe incentivanti.

In base alle **modalità operative definite dal GSE**, l'erogazione delle tariffe incentivanti avviene secondo **due distinte procedure**, determinate dalla potenza dell'impianto:

- **Per impianti con potenza fino a 300 kW**, il GSE provvede direttamente al ritiro e alla commercializzazione dell'energia elettrica prodotta, riconoscendo al produttore la tariffa incentivante sotto forma di tariffa omnicomprensiva sulla produzione netta immessa in rete.

- Per **impianti di potenza superiore ai 300 kW**, invece, l'energia elettrica prodotta rimane nella disponibilità del produttore, il quale è direttamente responsabile della vendita sul mercato elettrico e della relativa valorizzazione economica.

Successivamente alla fase di realizzazione, l'impianto deve necessariamente essere sottoposto a una **fase obbligatoria di avviamento e collaudo**. Entro 30 giorni dall'entrata in esercizio, l'operatore è tenuto a comunicare tale data al GSE, che provvede poi a formalizzare ufficialmente la data effettiva di entrata in esercizio commerciale dell'impianto. Tale formalizzazione è indispensabile per l'avvio dell'erogazione degli incentivi.

Decreto Agrivoltaico

Il **Decreto Agrivoltaico**⁵ rappresenta un'iniziativa significativa del MASE volta a promuovere l'integrazione tra produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e attività agricole. Questo provvedimento si inserisce nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), specificamente nella Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1, che prevede lo sviluppo di sistemi agrivoltaici di natura sperimentale.

Il decreto mira a incentivare la realizzazione, entro il 30 giugno 2026, di sistemi agrivoltaici avanzati che combinino la produzione di energia elettrica con l'attività agricola sul medesimo terreno, senza compromettere la continuità delle pratiche agricole. Tali sistemi devono prevedere:

- **Moduli fotovoltaici elevati da terra:** installati in modo da non ostacolare le operazioni agricole sottostanti.
- **Sistemi di monitoraggio:** per valutare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola e la continuità delle attività aziendali.

⁵ Decreto Ministeriale 22 dicembre 2023, n. 436

Il decreto prevede un meccanismo di incentivazione composto da:

1. **Contributo in conto capitale:** fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato con risorse del PNRR.
2. **Tariffa incentivante:** applicata alla produzione di energia elettrica netta immessa in

Possono accedere agli incentivi:

- **Imprenditori agricoli:**
 - Come definiti dall'articolo 2135 del Codice Civile, sia in forma individuale che societaria o cooperativa.
- **Associazioni Temporanee di Imprese (ATI):**
 - Che includano almeno un imprenditore agricolo.

L'accesso agli incentivi avviene attraverso **l'iscrizione a registri** (per impianti di potenza fino a 1 MW) o **la partecipazione a procedure d'asta** (per impianti di potenza superiore a 1 MW).

Tale **Decreto** rappresenta un passo importante verso la transizione ecologica, favorendo l'adozione di soluzioni energetiche sostenibili che integrano la produzione agricola con quella energetica, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e sviluppo sostenibile del Paese.

Decreto Agricoltura

Il **Decreto Agricoltura** del maggio 2024 ha introdotto significative restrizioni, andando a limitare la diffusione non solo degli impianti fotovoltaici tradizionali, posizionati direttamente a terra, ma anche degli impianti agrivoltaici che non rispettano specifici requisiti tecnici. In particolare, l'altezza minima varia in funzione dell'attività agricola svolta:

- **Attività culturale:** i moduli devono essere posizionati ad un'altezza minima di 2,1 metri dal suolo. Questo requisito è fondamentale per consentire l'utilizzo di macchinari agricoli e garantire la continuità delle pratiche colturali sotto i pannelli fotovoltaici.
- **Attività zootechnica:** l'altezza minima richiesta è di 1,3 metri, sufficiente per permettere il passaggio degli animali e la gestione delle attività zootechniche sotto i moduli.

Di conseguenza, quelli che possono essere definiti impianti agrivoltaici "tradizionali" o di prima generazione, ovvero quelli con pannelli collocati troppo vicino al terreno, sono stati assimilati, ai fini del divieto, agli impianti fotovoltaici tradizionali a terra.

Inoltre, il divieto di realizzare impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra non si estende a progetti finalizzati alla costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

La normativa risultante dai due decreti limita l'uso del suolo agricolo per impianti fotovoltaici tradizionali, incentivando invece gli impianti agrivoltaici avanzati, che integrano al meglio produzione agricola ed energetica. Tuttavia, tali impianti comportano costi elevati a causa delle strutture sopraelevate e delle tecnologie necessarie, rendendoli economicamente meno accessibili, soprattutto per le piccole e medie aziende agricole, in assenza di adeguati incentivi.

Una vista d'assieme dei principali cambiamenti

Le misure sopra descritte andranno ad integrarsi o a sovrascrivere gli strumenti già presenti. Di seguito si analizzano le possibili discontinuità normative riguardanti i sistemi di incentivazione dei seguenti ambiti:

- Residenziale
- C&I
- Utility scale

Residenziale

Per l'ambito residenziale emerge che:

- Lo **Scambio Sul Posto** è stato un incentivo efficace per sostenere le installazioni FER ma la fine del SSP a settembre 2025 toglierà un'opzione per sostenere i piccoli impianti (più di 800.000 impianti residenziali sono «incentivati» tramite SSP).
- La **leva fiscale del Superbonus** è stato uno strumento potente per spingere le installazioni FER nel breve termine, e gli effetti dell'eliminazione già si notano. Tuttavia, essa ha causato alti costi per il Paese: si stimano costi di 160 mld di euro di costi per tale meccanismo.

	PASSATO	FUTURO
RESIDENZIALE	SSP	CACER
	Superbonus	RID

Il **Decreto CACER** rappresenta, e continuerà a farlo, il principale meccanismo in vigore per sostenere gli impianti di piccola taglia, tramite un contributo in conto capitale e una tariffa incentivante sull'energia condivisa. La diffusione del meccanismo sarà favorita dall'incremento della soglia (da 5k a 30k abitanti) e della posti-

cipazione della data limite per richiedere gli incentivi. Al netto di ciò, nonostante la crescita nel numero di configurazioni e di autoconsumo diffuso, la potenza incentivata rimane esigua e l'incentivo è sicuramente più complesso rispetto al SSP e al Superbonus

C&I

Per il comparto C&I il confronto fra gli strumenti incentivanti si focalizza su:

- Lo **Scambio Sul Posto** è stato un incentivo efficace per sostenere le installazioni FER ma avrà una conclusione a settembre 2025.
- Il **Ritiro Dedicato** ha sostenuto una quantità rilevante di impianti, come dimostrato dai dati della piattaforma di monitoraggio PNIEC, e continuerà a farlo in futuro.
- I **registri del FER 1** hanno sostenuto, con una tariffa omnicomprensiva, una quantità di circa 1,2 GW di impianti fotovoltaici. In ottica di sostituzione, le **tariffe ad accesso diretto del FER X** prevedono un contingente di 3 GW per sostenere gli impianti C&I, con il meccanismo ben «oliato» proprio della tariffa omnicomprensiva come quella del FER 1.
- Se è vero che non manca l'interesse per **l'Energy Release**, come mostrato dai 70 TWh di domande degli utenti energivori, si deve riconoscere che l'effettiva efficacia del meccanismo resta ancora da dimostrare.

		PASSATO	FUTURO
C & I	SSP		CACER
	RID		RID
	FER 1		FER X
	-		Energy Release

Utility Scale

Per il comparto utility scale, i principali meccanismi mostrano i seguenti:

- Il **meccanismo del CfD a 2 vie** del FER 1 non è stato sfruttato appieno, come dimostra la saturazione del contingente pari a meno del 50% nelle 16 aste effettuate.
- Per il **Decreto Agrivoltaico**, i contributi in conto capitale e la tariffa incentivanti hanno finora sostenuto circa 1,5 GW di impianti. Gli operatori possono fare richiesta per l'incentivo fino a giugno 2026, quindi può avere dei margini di miglioramento.
- Il **successore del FER 1** continuerà a sostenere gli impianto con un CfD a due vie. Se per il fotovoltaico si prevede una significativa saturazione dei 10 GW di contingente, una minore competizione è prevista per la tecnologia eolica.
- **Grande fermento** si osserva dal punto di vista autorizzativo: mentre il Decreto Aree Idonee solleva problematiche autorizzative complesse e disomogenee su base regionale, il Testo Unico delle Rinnovabili rappresenta un'ulteriore «discontinuità» nella normativa sul permitting.

UTILITY SCALE	PASSATO	FUTURO
	FER 1	FER X
	Decreto Agrivoltaico	Decreto Agrivoltaico
	-	Autorizzazioni ⁶

Messaggi Chiave

Capitolo 2

Il dettaglio dei
provvedimenti normativi

In virtù di quanto mostrato per la **validità dei sistemi incentivanti** nei principali settori, possiamo dire che:

- 1. Residenziale:** Il quadro degli incentivi presenti era decisamente vantaggioso. Infatti, erano presenti sia detrazioni fiscali (Superbonus), che meccanismi di valorizzazione dell'energia prodotta (Scambio Sul Posto).
- 2. C&I:** Gli incentivi presenti permettevano di valorizzare l'energia prodotta sia tramite lo Scambio sul Posto e il Ritiro Dedicato, sia tramite le tariffe ad accesso diretto del FER 1. Il successo dei meccanismi è mostrato dal fatto che il 34% della potenza installata in Italia è dovuta a impianti FV tra 20kWe e 1MW. Gli impianti C&I continueranno a ricevere i supporti presenti in passato, con l'eccezione del SSP, a cui si aggiungeranno gli incentivi per le CER e il meccanismo dell'energy release. Resta da dimostrare la reale efficacia degli ultimi due strumenti incentivanti.
- 3. Utility scale:** Il meccanismo del CfD a 2 vie del FER 1, con solamente 6 GW assegnati in cinque anni, non è stato sfruttato pienamente. A tendere, si attende il FER X «a regime», relativo al periodo 2026-2028, che sarà fondamentale per raggiungere i target al 2030 e in relazione al quale si auspica l'assenza di ritardi nella pubblicazione.

3. **LCOE e redditività**

Introduzione: il percorso dal FER 1 al FER X

Il principale meccanismo atto a incentivare le installazioni FER di grande taglia nel Paese negli ultimi anni è stato il **Decreto FER 1**. Tale incentivo consisteva in un Contratto-per-Differenze a 2 vie, in cui gli impianti di **taglia maggiore di 1 MW** da incentivare venivano selezionati in esito a delle **aste competitive**.

Le **aste** del Decreto FER 1, come visto precedentemente, si sono rivelate **scarsamente saturate**: in particolare, nei 16 bandi effettuati dal 2019 al 2024, mediamente **solo il 49% del contingente è stato saturato**. In altri termini, è stata incentivata con le aste una **capacità di circa 6 GW** e tali numeri mostrano come il principale meccanismo atto a incentivare le installazioni **FER di grande taglia** nel Paese non sia stato **sfruttato pienamente**.

Come approfondito nel Capitolo focalizzato sulla normativa, il **30 dicembre 2024** è stato firmato dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica il successore del FER 1: il **FER X Transitorio**. In maniera simile al FER 1, esso **rappresenterà il meccanismo principale** per incentivare gli impianti rinnovabili di grande taglia nel Paese.

Come il FER 1, l'incentivo è un **contratto per differenze a due vie** dalla durata di **20 anni**, a cui si accede in esito ad aste competitive: i **contingenti stimati per il 2025** sono pari a **10 GW per il fotovoltaico** e a **4 GW per l'eolico onshore**. Per le procedure di aste competitive, la curva di domanda verrà incrociata con la curva di offerta così da determinare il valore dell'incentivo assegnato. Nel decreto sono stati indicati i prezzi di esercizio che delimitano la curva di offerta, i cui valori numerici sono riportati nella seguente tabella per il fotovoltaico e per l'eolico onshore.

Nel Rapporto si è approfondito se tali prezzi fossero sufficienti per **coprire i costi delle tecnologie FER**. In pratica, si è studiato il valore dei **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** per gli **impianti fotovoltaici ed eolici onshore** in Italia, differenziandoli per taglia e localizzazione geografica.

Tabella 3.1: Prezzi di esercizio del Decreto FER X.

Tecnologia	Prezzo di esercizio €/MWh	Prezzo di esercizio superiore €/MWh	Prezzo di esercizio inferiore €/MWh
Fotovoltaico	80	95	65
Eolico onshore	85	95	70

Gli LCOE degli impianti fotovoltaici ed eolici di grande taglia in Italia

Sono stati calcolati gli LCOE sia degli impianti fotovoltaici che degli impianti eolici, differenziandoli per taglia e per localizzazione geografica.⁷

Gli LCOE degli impianti fotovoltaici di grande taglia

Per il fotovoltaico, sono state considerate **tre taglie** di impianto: **30 MW, 10 MW, 1 MW**:

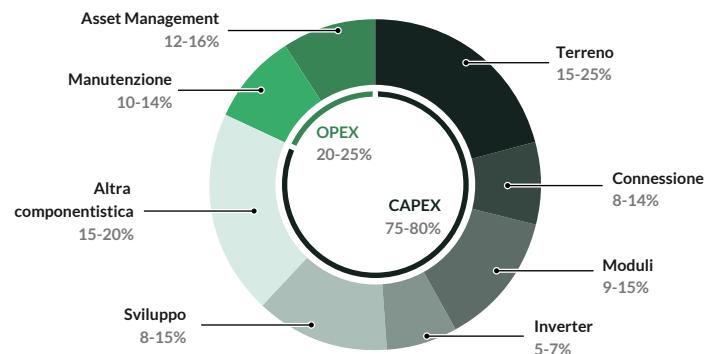
- la taglia di 30 MW è pari alla taglia media degli impianti connessi in alta (AT) e in altissima (ATT) tensione nel 2024.
- la taglia da 10 MW è esemplificativa per quegli impianti utility scale che non richiedono la connessione in AT o in ATT degli impianti da 30 MW.
- la taglia da 1 MW è studiata per valutare i costi di generazione degli impianti aventi una taglia minore.

Sia l'impianto da **30 MW** che quello da **10 MW** utilizzano **dei tracker**, tecnologia che non viene adottata per l'impianto da 1 MW.

⁷ Gli LCOE calcolati nel Capitolo 3 adottano una prospettiva unlevered. Il tasso di attualizzazione considerato è del 6%. La vita utile considerata per il calcolo è pari a 25 anni.

2.000 ore equivalenti:	55 - 65 €/MWh
1.500 ore equivalenti:	65 - 75 €/MWh

Figura 3.1: LCOE per un impianto fotovoltaico da 30 MW e suddivisione nelle voci di costo.



Per gli impianti di 30 MW è emersa una **significativa variabilità negli LCOE** calcolati, in base alla producibilità annua: gli LCOE variano tra i 55 e i 65 €/MWh per un impianto con 2.000 ore equivalenti annue di produzione, e tra i 65 - 75 €/MWh per un impianto con 1.500 ore equivalenti annue di produzione.⁸

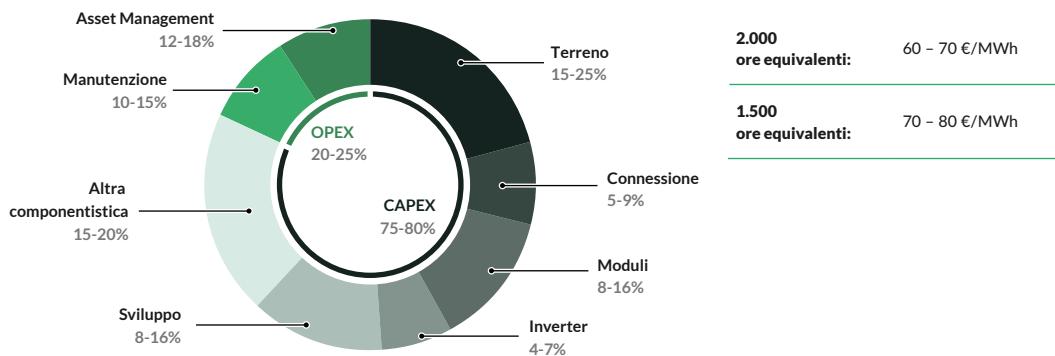
Come mostrato nella **figura sopra**, i tre quarti circa dell'LCOE è dovuto ai CAPEX. All'interno dei CAPEX, si osserva una significativa variabilità dell'impatto dei costi del terreno, che varia tra il 15% e il 25%. Questo è dovuto al fatto che in Italia **alcuni terreni** stanno raggiungendo **costi molto alti**, complice la **disponibilità di terreno idoneo che va riducendosi**.

I costi di connessione pesano in un range tra l'8% e il 14%. Tali costi sono **in leggero aumento** rispetto alla rilevazione effettuata nella precedente edizione del Rapporto, quando pesavano tra l'8% e il 12%. Infatti, per gli impianti da 30 MW sono richiesti dei sovraccosti aggiuntivi dovuti all'**allacciamento alla rete in altissima tensione**, e il valore numerico adottato nella simulazione è stato leggermente rialzato in base al confronto con gli operatori.

L'impatto del **costo dei moduli** sull'LCOE è **in calo rispetto alla simulazione del Renewable Energy Report 2024** ed è compreso nel range 9-15%. Infatti, il costo dei moduli considerato è in calo rispetto alla rilevazione dell'anno precedente, ed è compreso tra i 120 e i

⁸ La forchetta degli LCOE è ottenuta varando i CAPEX tra 900 e 1.000 €/kW.

Figura 3.2: LCOE per un impianto fotovoltaico da 10 MW e suddivisione nelle voci di costo.



180 €/kW. Tra le cause del calo dei costi, si ha una **sorapproduzione cinese**.

I costi di sviluppo presentano una **grande variabilità** e coprono una quota dal 15 fino al 20% degli LCOE totali. Infatti, il **processo di sviluppo** di impianti in Italia presenta **numerosi passaggi**, e solo una quota del totale dei progetti che iniziano lo sviluppo arrivano a essere effettivamente installati.

Confrontando gli LCOE ottenuti per gli impianti fotovoltaici di 30 MW, tra i 55 e i 75 €/MWh, con i prezzi di esercizio previsti dal FER X, variabili tra i 65 e i 95 €/MWh, si evince che le **tariffe del FER X possono potenzialmente essere appetibili** solo al verificarsi di opportune combinazioni di producibilità e CAPEX, i due driver principali nel determinare gli LCOE secondo il modello adottato.

Proseguendo, i risultati ottenuti per gli **impianti da 10 MW** mostrano range di LCOE **leggermente superiori** rispetto agli **impianti di 30 MW**. In particolare, sono stati calcolati LCOE tra i 60 e i 70 €/MWh per impianti con 2.000 ore annue di producibilità, e LCOE tra i 70 e gli 80 €/MWh per impianti con 1.500 ore annue di producibilità.⁹ Questo è dovuto principalmente ai CAPEX, in €/kW, leggermente più alti negli impianti da 10 MW rispetto agli impianti da 30 MW, per via delle maggiori economie di scala raggiungibili al crescere della taglia.

La **suddivisione degli LCOE tra le diverse compo-**

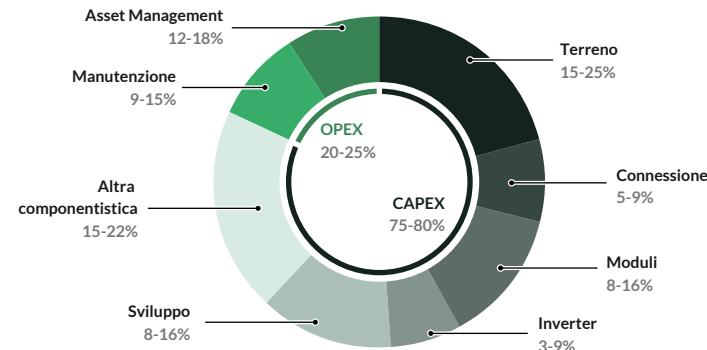
⁹ La forchetta degli LCOE è ottenuta variando i CAPEX tra 1.000 e 1.100 €/kW.

nenti è in linea con quanto presentato per gli impianti da 30 MW, al netto di un minor peso dei costi di connessione. La Figura seguente riporta il dettaglio della suddivisione dell'LCOE nelle diverse componenti per gli impianti da 10 MW. Infine, gli impianti di 1 MW mostrano LCOE ancora maggiori rispetto a quanto calcolato per gli impianti da 10 MW e 30 MW. In particolare, si calcola un range tra i 70 e gli 80 €/MWh per gli impianti con bassa producibilità (1.200 ore equivalenti) e un range tra gli 85 e i 95 €/MWh per gli impianti con alta producibilità (1.500 ore equivalenti).

Come mostrato nella figura seguente, la **suddivisione dell'LCOE tra le voci di costo è similare** a quanto presentato per gli impianti di 10 MW.

Figura 3.3: LCOE per un impianto fotovoltaico da 1 MW e suddivisione nelle voci di costo.

1.500 ore equivalenti:	70 – 80 €/MWh
1.200 ore equivalenti:	85 – 95 €/MWh



Oltre che gli LCOE delle tecnologie principali, rappresentate dal fotovoltaico e dall'eolico onshore, sono stati analizzati gli LCOE per due casi ulteriori: un impianto agrivoltaico e un impianto fotovoltaico abbinato a un sistema di stoccaggio. Tali tipologie di impianti rappresentano due opzioni tecnologiche ad oggi sviluppate in maniera limitata sul territorio, ma che potrebbero svilupparsi in misura maggiore nel breve termine, ad esempio grazie ad appositi strumenti incentivanti (e.g., contributi PNRR per l'agrivoltaico).

APPROFONDIMENTO

LCOE degli impianti agrivoltaici

È stato considerato un impianto agrivoltaico base di 30 MW. Gli LCOE mostrano una significativa variabilità, essendo compresi complessivamente in una forchetta tra i 60 e i 90 €/MWh, come mostrato dal grafico seguente.

Per un impianto agrivoltaico situato al Nord Italia, l'LCOE stimato è mediamente pari a circa 85 €/MWh. Aumentando la producibilità fino a 2.000 ore equivalenti annue, l'LCOE arriva mediamente a circa 65 €/MWh.

Confrontando tali risultati con i range ottenuti per il fotovoltaico tradizionale da 30 MW, compreso tra i 55 e i 75 €/MWh, si evince che l'agrivoltaico presenta un LCOE maggiore, a parità di producibilità, tra i 5 i 15 €/MWh, a causa principalmente dei maggiori CAPEX sostenuti per l'installazione.

Figura 3.4: LCOE per l'agrivoltaico.



Nota: I range di valori (Alto, Medio, Basso) è ottenuto facendo variare i CAPEX tra 1100 e 1300 €/kW.

APPROFONDIMENTO

LCOE degli impianti fotovoltaici abbinati ai sistemi di stoccaggio

È stato studiato il caso di un **impianto fotovoltaico utility scale abbinato a una batteria**. L'impianto considerato ha una **taglia di 30 MW**, è dotato di **tracker**, ed è abbinato a una batteria di **12 MW/48 MWh**.

Come mostrato nel seguente grafico, si calcola un LCOE compreso all'incirca tra i 100 e i 115 €/MWh, in caso di impianto con una producibilità bassa (1.500 ore equivalenti), e un LCOE tra i 75 e i 90 €/MWh, in caso di alta producibilità (2.000 ore equivalenti).

Figura 3.5: LCOE per il fotovoltaico abbinato allo storage.



Nota: Il range di valori (Alto, Medio, Basso) è ottenuto facendo variare i CAPEX dell'impianto fotovoltaico tra 900 e 1100 €/kW, e i CAPEX della batteria tra 240 e 290 €/MWh.

APPROFONDIMENTO

Confrontando gli LCOE ottenuti per il fotovoltaico abbinato ai sistemi di storage, rispetto a quanto calcolato per il fotovoltaico tradizionale, emerge un **deciso sovraccosto dovuto alla presenza della batteria**. Aggiungendo un sistema di storage all'impianto fotovoltaico da 30 MW, gli LCOE crescono, a parità di ore annue equivalenti, tra i 20 e i 40 €/MWh. Dal punto di vista puramente economico, i sistemi di storage abbinati alle FER causano un incremento dei costi che ne **impatta sensibilmente l'appetibilità per gli investitori**.

Rimangono da sottolineare i benefici che possono essere apportati al sistema da parte degli stoccaggi, come ad esempio i servizi di flessibilità elettrica, la gestione del disaccoppiamento temporale tra produzione da FER e consumi elettrici e le potenzialità come sistemi di backup per garantire una maggiore resilienza della rete.

In tal senso, si attendono i risultati delle aste del **Mecanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico** (MACSE), previste per settembre 2025, che possono rappresentare una spinta non indifferente per supportare i sistemi di stoccaggio di grande taglia in configurazione stand-alone, essendo stati calcolati fabbisogni per la **prima asta pari a 10 GWh**. Si rimanda all'Electricity Market Report 2024 per l'analisi dettagliata del meccanismo del MACSE.

Gli LCOE degli impianti eolici di grande taglia

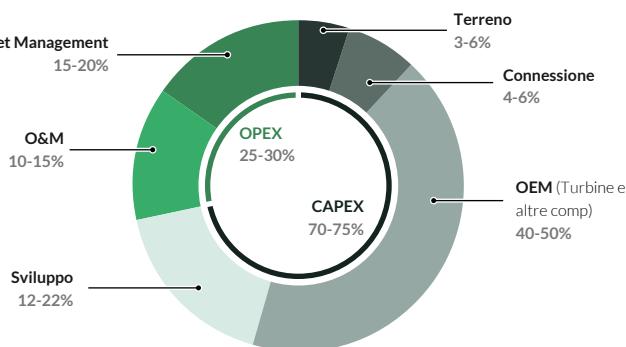
Per quanto riguarda la **tecnologia eolica**, è stato considerata solamente una taglia di impianto nei calcoli dell'LCOE, pari a 30 MW. Infatti, la grande maggioranza degli impianti eolici installati in Italia sono di dimensioni molto grandi: il 90% circa della capacità eolica installata nel Paese è coperta da impianti di taglia maggiore di 10 MW.

Anche per l'eolico, emerge una **significativa differenza negli LCOE calcolati in funzione delle ore equivalenti annue di produzione**. In particolare, si calcola un range tra i 70 e gli 80 €/MWh in caso di alta produttività (2.500 ore equivalenti annue) e un range tra gli 85 e i 95 €/MWh in caso di bassa produttività (2.000 ore equivalenti annue).¹⁰

Come mostrato nella seguente figura, i **CAPEX** sono responsabili per circa tre quarti dell'LCOE, mentre la quota rimanente è coperta dagli OPEX.

Figura 3.6: LCOE per un impianto eolico onshore da 30 MW e suddivisione nelle voci di costo.

2.500 ore equivalenti:	70 – 80 €/MWh
2.000 ore equivalenti:	85 – 95 €/MWh



10 La forchetta degli LCOE è ottenuta variando i CAPEX tra 1500 e 1700 €/kW.

Per l'eolico onshore, **le turbine e i componenti rimanenti sono responsabili per circa la metà dell'LCOE**. I costi di connessione, pur essendo in leggero aumento rispetto alla rilevazione del 2024, sono responsabili per una quota dal 4% al 6% circa degli LCOE complessivi. I costi di sviluppo coprono una quota piuttosto ampia dell'LCOE, compresa all'incirca tra il 12% e il 22%. Questo è dovuto anche al fatto che solo una quota dei progetti che iniziano il processo di sviluppo arrivano a portarlo a termine e ad essere effettivamente installati.

Confrontando i range di **LCOE dell'eolico onshore**, tra 70 e 95 €/MWh, con i **prezzi di esercizio indicati nel Decreto FER X**, anch'essi compresi tra 70 e 95 €/MWh, si evince che le **tariffe del FER X possono potenzialmente essere appetibili**, in base a opportune combinazioni di producibilità e CAPEX. Al contrario, **in caso di combinazioni meno favorevoli di producibilità e CAPEX, le tariffe del FER X potrebbero non rivelarsi sufficienti per il mercato**.

APPROFONDIMENTO

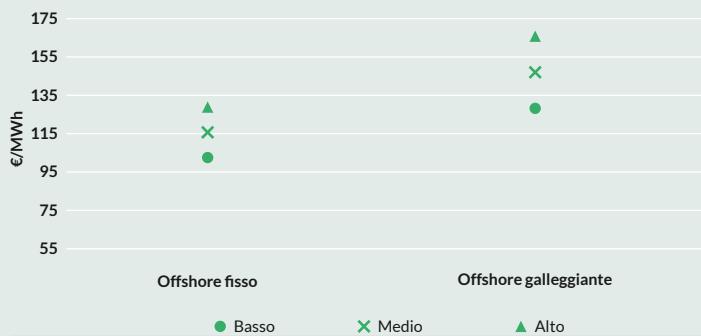
LCOE degli impianti eolici offshore

È stato studiato anche il caso di un **impianto eolico offshore**, sia nella **configurazione fissa** che in quella **galleggiante**. L'impianto considerato ha una **taglia di 100 MW**.

Come mostrato nel seguente grafico, si calcola un LCOE compreso all'incirca tra i 105 e i 130 €/MWh, in caso di un impianto con **configurazione fissa**, e un LCOE tra i 135 e i 170 €/MWh, in caso di un impianto con **configurazione galleggiante**.

Gli LCOE ottenuti per l'eolico offshore sono **sensibilmente maggiori rispetto a quanto calcolato per l'eolico onshore**, a conferma del **basso grado di maturità tecnologica** dell'eolico offshore in Italia.

Figura 3.7: LCOE per l'eolico offshore.



Nota: Il range di valori (Alto, Medio, Basso) è ottenuto facendo variare i CAPEX tra i 3.300 e i 3.500 €/kW e la produttività tra 2.800 e 3.300 ore equivalenti annue, per la configurazione fissa, e facendo variare i CAPEX tra i 4.500 e i 5.000 €/kW e la produttività tra 3.000 e 3.500 ore equivalenti per la configurazione galleggiante.

La redditività degli investimenti in FER in Italia

Dopo aver studiato l'LCOE delle FER, la presente sezione analizza la redditività degli investimenti nelle rinnovabili in Italia, considerando differenti tecnologie e “business case”. Sono stati studiati i seguenti business case¹¹:

1. Per il fotovoltaico e l'eolico di taglia **utility scale**, il primo caso considera la remunerazione tramite il Contratto per Differenze a due vie del FER X, il secondo caso studia la redditività della vendita merchant, mentre il terzo caso considera la vendita tramite un PPA pay-as-produced per i primi 10 anni e la vendita merchant per i successivi 10 anni¹².
2. Per il **fotovoltaico di taglia industriale**, il primo caso considera il ricorso alla tariffa ad accesso diretto del FER X, mentre nel secondo caso viene scelto il Ritiro Dedicato come strumento incentivante.

¹¹ In tutti i casi studiati, viene adottata una metodologia unlevered. Il tasso di attualizzazione adottato è pari al 6%. Il tasso di inflazione considerato è del 2%/anno, mentre la tassazione è pari al 28,8%. Il periodo temporale studiato è pari a 20 anni.

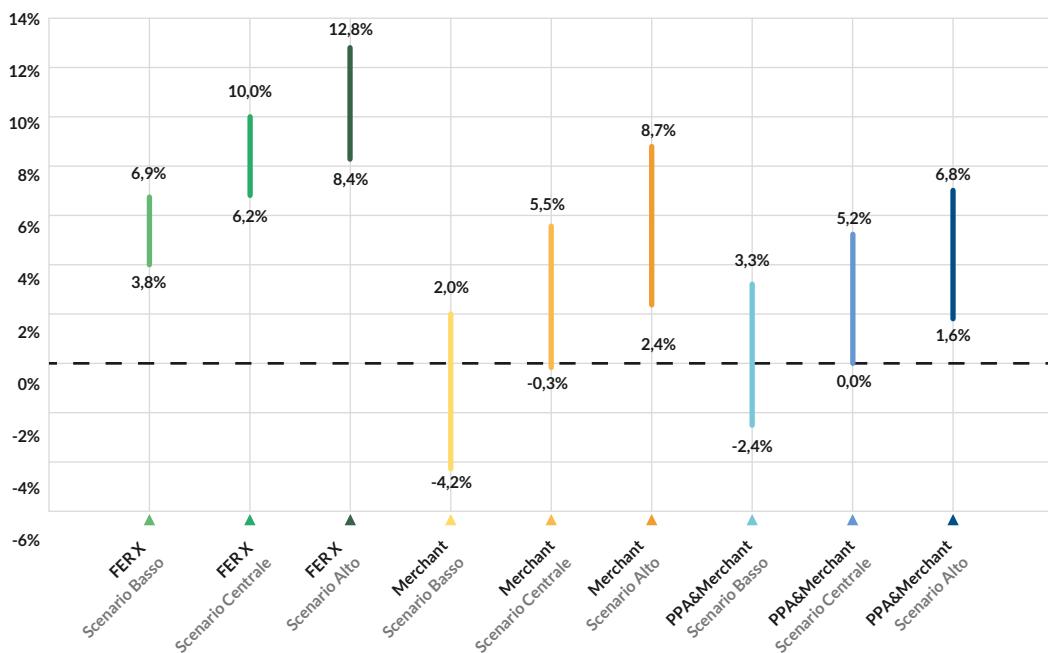
¹² Il secondo caso (Merchant) consiste nella vendita dell'elettricità sul mercato all'ingrosso. Il terzo caso consiste, per i primi 10 anni, nella vendita tramite un PPA (Power Purchase Agreement), in cui tutta l'elettricità prodotta viene remunerata con una tariffa fissa, mentre per i successivi 10 anni l'elettricità viene venduta sul mercato all'ingrosso.

La redditività degli investimenti nel fotovoltaico

Per ciascuno dei **tre casi studiati** relativamente al fotovoltaico utility scale (FER X, Merchant, PPA&Merchant), sono stati sviluppati tre scenari: Basso, Centrale, Alto.¹³

Sono ottenuti quindi i risultati riportati nel grafico seguente.¹⁴

Figura 3.8: IRR per il fotovoltaico utility scale.



13 Partendo dal FER X, lo scenario Basso e Alto corrispondono ai valori dei prezzi di esercizio inferiori e superiori indicati nel Decreto, pari a 60 e 95 €/MWh. Lo scenario Centrale è situato a metà, con 80 €/MWh. Per il caso Merchant, lo scenario Centrale considera dei PMZ complessivamente in calo rispetto ai valori attuali nel corso dei 20 anni considerati. Numericamente, il PMZ medio nel corso dei 20 anni considerati è pari a circa 65 €/MWh. Nello scenario Basso viene considerata una riduzione del 20% dei PMZ rispetto al caso Centrale, nello scenario Alto si considera un aumento del 20% dei PMZ rispetto al caso Centrale. Infine, nel caso PPA&Merchant, si considera per i primi 10 anni un PPA di tipo pay-as-produced con una tariffa di 65 €/MWh nello scenario Centrale, di 60 €/MWh nello scenario Basso, e di 70 €/MWh nello scenario Alto, mentre per i successivi 10 anni i tre scenari adottano ipotesi di PMZ uguali a quelle del caso merchant.

14 Si considera un impianto da 30 MW dotato di tracker. Per ciascun scenario, il range di IRR è ottenuto facendo variare i CAPEX (tra 900 e 1.000 €/kW) e le ore di produttività annue (tra 1.500 e 2.000 ore).

Tra i tre casi considerati, il **FER X** è quello che permette di ottenere i più alti livelli di redditività, con un IRR fino al 13% circa nello scenario Alto. In particolare, si possono ottenere risultati redditizi, ovvero con IRR maggiori del costo del capitale, pari al 6%, in tutti e tre gli scenari considerati. Nello scenario Alto (tariffa a 90 €/MWh) del FER X, gli IRR oscillano tra 8,4% e 12,8%, in base al valore del CAPEX e della producibilità considerata, nello scenario Centrale (tariffa a 80 €/MWh) si ottengono IRR tra il 6,2% e il 10,0%, mentre nello scenario Basso (tariffa a 65 €/MWh), gli IRR oscillano complessivamente tra il 3,8% e il 6,9%, e sono maggiori del costo del capitale solo nelle simulazioni con bassi CAPEX e alta producibilità.

Il caso **Merchant** mostra un'ampia variabilità negli IRR risultanti, che oscillano complessivamente tra il -4,2% e l'8,7%. Inoltre, sia nello scenario Centrale che nello scenario Basso, in nessuna delle simulazioni effettuate l'IRR è maggiore del costo del capitale. La vendita merchant può essere appetibile per gli investitori solo in caso di combinazioni favorevoli sia di PMZ futuri, che di ore annue di producibilità. Infatti, il caso Merchant è significativamente impattato dai prezzi futuri dell'elettricità: passando dallo scenario Centrale allo scenario Alto, ovvero aumentando i PMZ del 20%, l'IRR risultante aumenta quasi di 3 punti percentuali. **Sfruttando la leva finanziaria**, è possibile migliorare significativamente la redditività degli investimenti. Ad esempio, considerando lo scenario Centrale e adottando una leva finanziaria del 70% e un costo del debito del 5%, si ottengono IRR fino al 9,1%, oltre 3 punti percentuali superiori rispetto al caso unlevered.

Il caso **PPA&Merchant** permette di ridurre parzialmente la variabilità degli IRR riscontrata nel caso Merchant. Infatti, se nel caso Merchant gli IRR oscillavano complessivamente tra il -4,2% e l'8,7%, nel caso PPA&Merchant gli IRR variano nell'intervallo compreso tra il -2,4% e il 6,8%. Si aggiungono due commenti rilevanti sul caso PPA&Merchant:

- Per prima cosa, un **rialzo della tariffa del PPA** può avere un impatto significativo sulla redditività. Ad esempio, aumentare di 5 €/MWh la tariffa del PPA

porta ad un aumento dell'IRR pari in media a quasi un punto percentuale (0,9%).

- Anche in questo caso, **sfruttando la leva finanziaria** è possibile **migliorare significativamente la redditività** degli investimenti. Ad esempio, considerando lo scenario Centrale e adottando una leva del 70% e un costo del debito del 5%, si ottengono IRR fino al 7,5%, di oltre due punti percentuali superiori rispetto al caso unlevered.

Considerando lo scenario Centrale del FER X, i rendimenti calcolati nel presente Capitolo raggiungono il 10,0%, risultando quindi potenzialmente ampiamente sufficienti a coprire il costo del capitale. Infatti, i dati più aggiornati della Banca Centrale Europea, relativi a febbraio 2025, indicano un costo del denaro del 4,1% per le imprese in Italia. Se è vero che i costi del capitale possono essere largamente coperti dai rendimenti, si osserva che i rendimenti calcolati sono inferiori rispetto a quelli che si potevano ottenere nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia, avvenuta attorno agli anni 2010. Infatti, nel Solar Energy Report 2011 era stato calcolato un IRR superiore all'11% per una centrale solare da 1 MW situata al Sud Italia che beneficiava del Conto Energia, in caso di un investimento 100% equity.

Oltre al fotovoltaico utility scale, è stato svolto un approfondimento relativamente al fotovoltaico di taglia industriale.

La redditività degli investimenti nel fotovoltaico di taglia industriale

L'impianto è installato presso un **sito produttivo di un'industria manifatturiera** e l'80% circa della produzione è **autoconsumata**. Si considerano **due business case**: ricorso al FER X, e utilizzo del Ritiro Dedicato (RID). Per ciascuno dei due casi, sono stati sviluppati tre scenari: Centrale, Alto, Basso.¹⁵

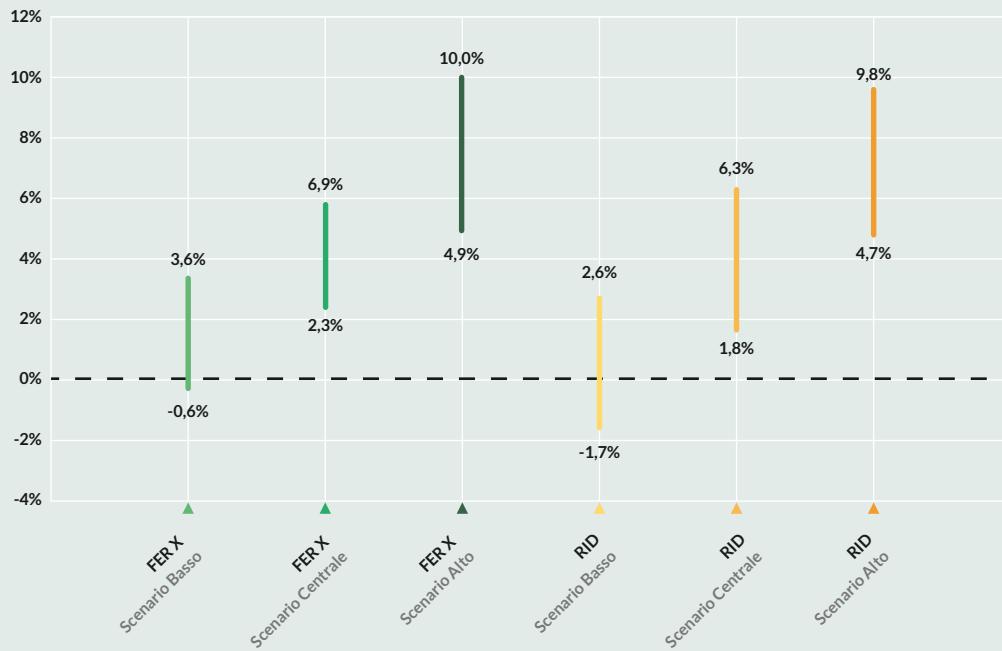
La Figura 3.9 riporta i **risultati ottenuti nelle simulazioni effettuate**.¹⁶ Sia nel caso con **FER X** che in quello con **Ritiro Dedicato**, la **redditività degli investimenti nel fotovoltaico industriale varia significativamente** tra gli scenari considerati. In particolare, nel caso con FER X l'IRR oscilla tra il -0,6% e il 10,0%, mentre nel caso con RID l'IRR varia tra il -1,7% e il 9,8%. La ragione è dovuta principalmente alla **variazione dei prezzi dell'elettricità**, che impattano sul risparmio dovuto all'autoconsumo.

Sia nel caso con **FER X** che in quello con **Ritiro Dedicato**, si ottengono **IRR maggiori del costo del capitale**, pari al 6%, solo con opportune combinazioni della tariffa incentivante, dei prezzi dell'elettricità, dei CAPEX, e delle ore di producibilità annue. Ad esempio, nello scenario Centrale l'IRR supera il costo del capitale solo nella simulazione con alta producibilità (1.500 ore equivalenti annue) e CAPEX di 1.000 €/kW.

¹⁵ Partendo dal FER X, per lo scenario Centrale si considera una tariffa di 80 €/MWh, mentre nello scenario Alto la tariffa è incrementata a 85 €/MWh, e nello scenario medio è ridotta a 75 €/MWh. I PMZ considerati sono identici a quanto presentato nei casi per il fotovoltaico e l'eolico utility scale. Per il caso con il Ritiro Dedicato, sono considerati per gli scenari Basso, Centrale, e Alto le stesse ipotesi relative al PMZ adottate nel caso FER X. Il valore del Prezzo Minimo Garantito (PMG) è pari a 46,8 €/MWh nel caso Centrale, mentre nel caso Alto viene aumentato del 20% e nel caso Basso viene ridotto del 20%.

¹⁶ Si considera un impianto da 500 kW. Per ciascun scenario, la forchetta di IRR è ottenuta facendo variare i CAPEX (tra 1.000 e 1.100 €/kW) e le ore di producibilità annue (tra 1.200 e 1.500 ore).

APPROFONDIMENTO

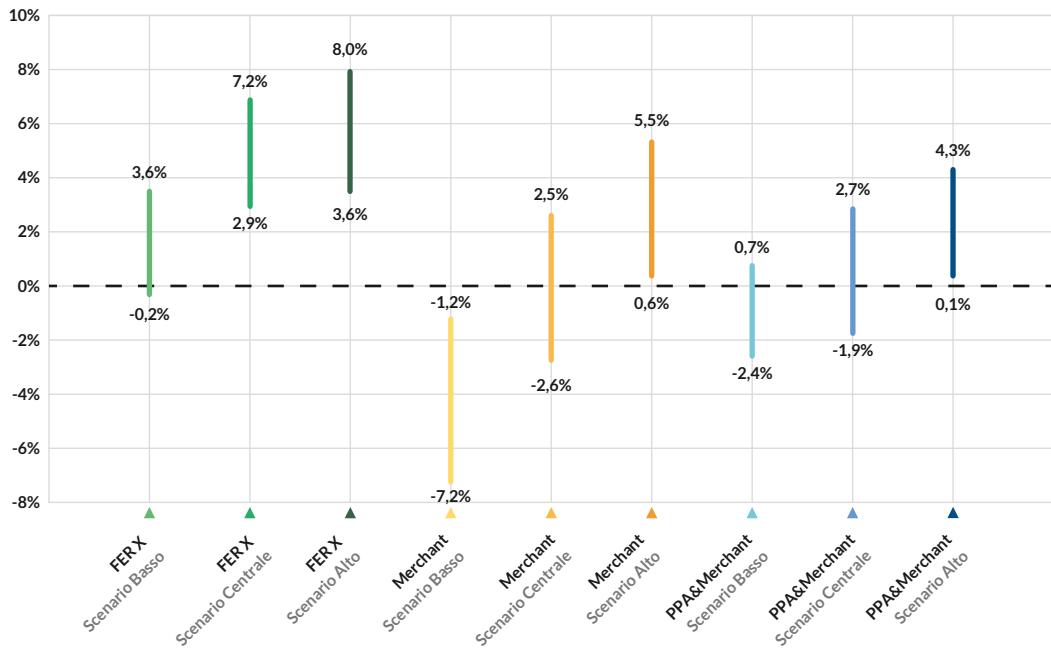
Figura 3.9: IRR per il fotovoltaico di taglia industriale.

In altre parole, sia se sostenuto con il FER X che con il RID, il fotovoltaico C&I è un investimento che può essere redditizio e quindi ridurre la spesa energetica dell'impresa, in particolare negli scenari con alti prezzi dell'elettricità prospettici e alta producibilità annua. Infine, si sottolinea che sfruttando la leva finanziaria, è possibile migliorare in maniera importante la redditività degli investimenti. Ad esempio, considerando il caso FER X e lo scenario Centrale con una leva del 50% e un costo del debito del 5%, si ottengono IRR fino al 9,8%, di circa 3 punti percentuali superiori rispetto al caso unlevered.

La redditività degli investimenti nell'eolico onshore

Anche per l'eolico onshore, si considerano tre casi: FER X, Merchant, PPA&Merchant. Per ciascun caso, si sviluppano tre scenari¹⁷. Il grafico seguente riporta i risultati ottenuti nelle simulazioni effettuate¹⁸.

Figura 3.10: IRR per l'eolico onshore utility scale.



¹⁷ Nel caso FER X, lo scenario Basso e Alto corrispondono ai valori dei prezzi di esercizio inferiori e superiori indicati nel Decreto, pari a 70 e 95 €/MWh, rispettivamente. Per lo scenario Centrale si considera una tariffa di 90 €/MWh. Per il caso merchant, sono adottate per i tre scenari analizzati le stesse ipotesi di PMZ adottate per il fotovoltaico utility scale. Infine, nel caso PPA&Merchant, si considera per i primi 10 anni un PPA di tipo pay-as-produced con una tariffa di 75 €/MWh nello scenario Centrale, di 70 €/MWh nello scenario Basso, se di 80 €/MWh nello scenario Alto, mentre per i successivi 10 anni i tre scenari adottano ipotesi uguali a quelle del caso merchant.

¹⁸ Si considera un impianto da 30 MW. Per ciascun scenario, la forchetta di IRR è ottenuta facendo variare i CAPEX (tra 1.500 e 1.700 €/kW) e le ore di producibilità annue (tra 2.000 e 2.500 ore).

Tra i tre casi considerati, il **FER X** è quello che permette di ottenere i più alti livelli di redditività, con un IRR fino al 8% nello scenario Alto. In particolare, si possono ottenere risultati redditizi, ovvero con IRR maggiori del costo del capitale, pari al 6%, sia nello scenario Medio (con tariffa di 90 €/MWh) che nello scenario Alto (con tariffa di 95 €/MWh), in funzione del CAPEX e delle ore di producibilità considerate. Nello scenario Basso (tariffa a 70 €/MWh), gli IRR sono inferiori al costo del capitale in tutte le simulazioni effettuate.

Il caso **Merchant** mostra un'ampia variabilità negli IRR ottenuti, che oscillano complessivamente tra il -7,2% e il 5,5%. In nessuna delle simulazioni effettuate l'IRR è maggiore del costo del capitale. Tramite la **leva finanziaria**, è possibile migliorare significativamente la redditività degli investimenti. Ad esempio, considerando lo scenario Alto e adottando una leva del 70% e un costo del debito del 5%, si ottengono IRR fino al 8,8%, oltre 3 punti percentuali superiori rispetto al caso unlevered.

Infine, il caso **PPA&Merchant** permette di ridurre in parte la variabilità degli IRR riscontrata nel caso Merchant. Infatti, se nel caso Merchant gli IRR oscillavano complessivamente tra il -7,2% e il 5,5%, nel caso PPA&Merchant gli IRR variano nell'intervallo tra il -4,8% e il 4,3%. Per il caso PPA&Merchant, si aggiungono due ulteriori commenti:

- Per prima cosa, un **rialzo della tariffa del PPA può avere un impatto significativo sulla redditività**. Ad esempio, aumentare di 5 €/MWh la tariffa del PPA porta ad un aumento dell'IRR pari in media a quasi un punto percentuale (0,8%).
- **Sfruttando in maniera opportuna la leva finanziaria**, è possibile **migliorare la redditività** degli investimenti. Ad esempio, considerando lo scenario Alto e adottando una leva del 70% e un costo del debito del 5%, si ottengono IRR fino al 5,3%, di un punto percentuale superiori rispetto al caso unlevered.

Basti considerare che in Italia nel periodo 2008-2012 sono stati installati in media 1,1 GW annui di eolico

onshore, un quantitativo decisamente superiore ai 0,6 GW addizionali del 2024. Considerando lo scenario Alto del FER X, i rendimenti calcolati nel presente Capitolo raggiungono l'8,0%, risultando quindi potenzialmente ampiamente sufficienti a coprire il costo del capitale. Infatti, i dati più aggiornati della Banca Centrale Europea, relativi a febbraio 2025, indicano un costo del denaro del 4,1% per le imprese in Italia. Però, i rendimenti calcolati sono inferiori di quelli che potevano essere raggiunti nella prima fase di sviluppo dell'eolico onshore in Italia, avvenuta attorno agli anni 2010. Infatti, nelle simulazioni del Wind Energy Report 2011 dell'Energy & Strategy Group era stato calcolato un IRR sempre maggiore dell'8% per un impianto eolico da 20 MW incentivato con i Certificati Verdi.

Messaggi Chiave

Capitolo 3

LCOE e redditività

Gli LCOE per il fotovoltaico e per l'eolico onshore sono significativamente influenzati dalla localizzazione geografica degli impianti, che impatta sulle ore equivalenti annue di produzione. Infatti, per un impianto fotovoltaico di taglia molto grande si calcolano LCOE tra i 55 e i 65 €/MWh nello scenario con alta producibilità, che crescono a 65-75 €/MWh se si considera una bassa producibilità.

Al diminuire della taglia, gli LCOE tendono a crescere. In particolare, le simulazioni effettuate su un impianto fotovoltaico da 1 MW portano a LCOE nel range 70-80 €/MWh in caso di alta producibilità, che si alzano fino circa 95 €/MWh in caso di bassa producibilità. Per la tecnologia eolica onshore di taglia utility scale, gli LCOE si situano nel range 70-80 €/MWh in caso di alta producibilità e 85-95 €/MWh in caso di bassa producibilità. Sia per il fotovoltaico che per l'eolico, i CAPEX sono responsabili per i tre quarti circa dell'LCOE complessivo.

Tra i business case considerati, rappresentati dal caso FER X, dal caso Merchant, e dal caso PPA&Merchant, il FER X è quello che permette di ottenere i più alti livelli di redditività. Il FER X può infatti essere redditizio per gli impianti FER in caso di opportune combinazioni di ore di producibilità, di CAPEX, e di tariffa incentivante. Per il fotovoltaico utility scale gli IRR calcolati oscillano tra il 3,8% e il 12,8% in funzione dello scenario considerato, mentre per l'eolico onshore si calcolano IRR tra il -0,2% e l'8,0%. Invece, la pura vendita merchant si conferma non sufficiente per sostenere lo sviluppo delle FER.

In particolare, per il fotovoltaico si calcolano IRR maggiori del costo del capitale solo in caso di scenari con alti prezzi dell'elettricità e alta producibilità annua, mentre per l'eolico onshore non si supera mai un IRR del 5,5% negli scenari analizzati. Infine, il ricorso ai PPA permette di ridurre in parte la volatilità del caso merchant, ma è redditizio solo in un numero limitato di casi. In particolare, per il fotovoltaico gli IRR oscillano tra il -2,4% e il 6,8%, e superano il costo del capitale

solo nello scenario Alto, caratterizzato da una tariffa del PPA più elevata e maggiori PMZ futuri, mentre per l'eolico onshore gli IRR non sono mai superiori al 4,3%. Sia per il caso Merchant che per il PPA&Merchant, si sottolinea che i risultati calcolati si riferiscono a una prospettiva unlevered. Adottando opportunamente la leva finanziaria, è possibile rendere l'investimento maggiormente redditizio. Ad esempio, le simulazioni effettuate per il fotovoltaico nel caso merchant e considerando la leva finanziaria hanno portato a un incremento di circa 3 punti percentuali dell'IRR, passato per il fotovoltaico dal 5,5% al 9,1%.

Infine, il **rendimento degli investimenti nel fotovoltaico di taglia C&I è molto dipendente dai prezzi dell'elettricità prospettici**, che impattano sui risparmi conseguibili con l'autoconsumo. In particolare, nel business case con ricorso al FER X si calcolano IRR tra il -0,6% e il 10,0%, in funzione dello scenario considerato. Risultati simili si ottengono se l'investimento è supportato dal Ritiro Dedicato, dove gli IRR oscillano tra il -1,7% e il 9,8%. Sia se sostenuto con il FER X che con il RID, il fotovoltaico C&I è un investimento che può essere redditizio e ridurre la spesa energetica dell'impresa, in particolare negli scenari con alti prezzi dell'elettricità prospettici e alta producibilità annua.

4. **Scenari futuri**

Questa sezione ha l'obiettivo di illustrare gli **scenari di sviluppo per le rinnovabili in Italia**. Sono stati considerati due diversi scenari di sviluppo delle rinnovabili al 2030: lo scenario BAU (Business As Usual) e lo scenario REN (a trazione rinnovabili).

Lo scenario BAU (Business As Usual)

Nello scenario **Business As Usual (BAU)**, si è ipotizzata una traiettoria di crescita delle fonti energetiche rinnovabili (FER) coerente con l'andamento osservato negli ultimi anni, escludendo tuttavia gli effetti straordinari e non strutturali derivanti dall'introduzione del **Superbonus 110%** e dalle dinamiche anomale legate alla pandemia da **COVID-19**. Tale assunzione consente di delineare uno scenario tendenziale basato su condizioni di mercato ordinarie e su un'evoluzione della capacità installata guidata da fattori sistematici consolidati, senza considerare misure eccezionali che hanno temporaneamente alterato il ritmo di sviluppo del settore.

Secondo questa proiezione, al 2030 il parco complessivo di capacità installata da fonte fotovoltaica ed eolica raggiungerebbe un valore prossimo agli **80 GW**, un livello significativamente inferiore rispetto al target stabilito dal **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, che prevede complessivamente **107 GW** tra fotovoltaico ed eolico.

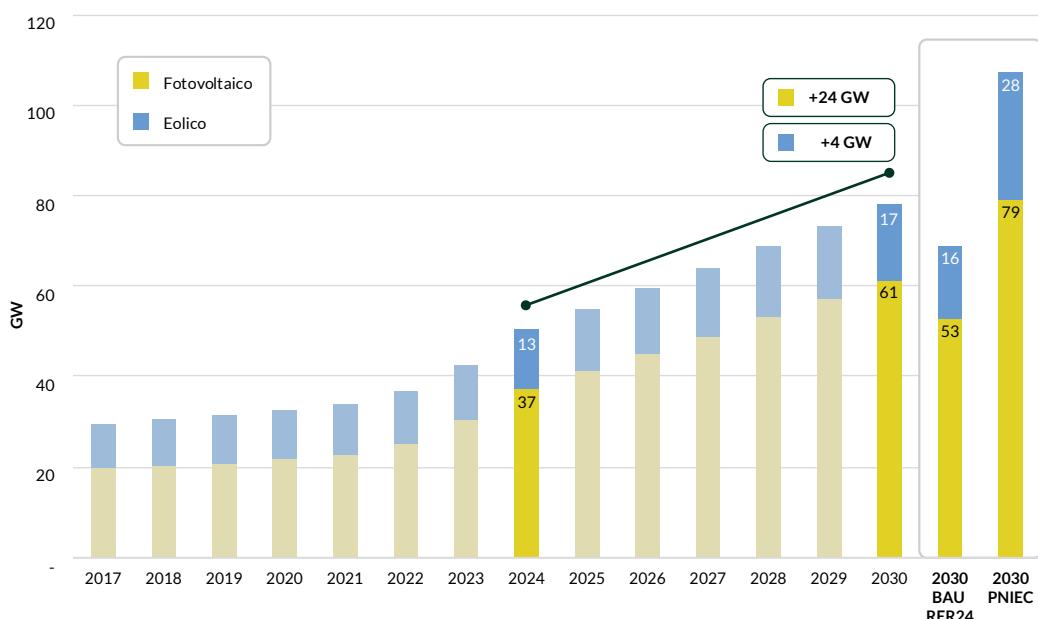
Le stime relative allo scenario BAU risultano **riviste al rialzo** rispetto a quanto inizialmente previsto nel **RER24**, che stimava al 2030 una capacità installata complessiva di circa **70 GW** da fonte fotovoltaica ed eolica. Tale aggiornamento è giustificato, da un lato, dalle **significative installazioni registrate nel corso del 2024 e nei primi due mesi del 2025**, che ammontano complessivamente a circa **7,5 GW**; dall'altro, dalla **pubblicazione di nuovi provvedimenti normativi**, tra cui i decreti **FER X e FER 2** che, al momento della redazione del **RER24**, erano ancora

in fase di definizione. Questi fattori hanno contribuito a rafforzare la dinamica espansiva delle rinnovabili nel breve termine, giustificando una revisione migliorativa delle proiezioni tendenziali al 2030.

Nello scenario BAU, il periodo compreso tra il 2024 e il 2030 prevede l'aggiunta di circa 24 GW di nuova capacità fotovoltaica e 4 GW di nuova capacità eolica, corrispondenti rispettivamente a una media annua di 4 GW/anno per il fotovoltaico e circa 0,7 GW/anno per l'eolico.

Rispetto alle precedenti stime contenute nel RER24, si osserva un **incremento significativo delle previsioni di crescita per il fotovoltaico**, pari a oltre 8 GW aggiuntivi, e un **aumento più contenuto per l'eolico**, stimabile in circa 1 GW. Tale revisione riflette da un lato, il confronto diretto con gli operatori di mercato dall'altro, l'analisi dell'andamento effettivo delle installazioni registrate nei primi mesi del 2025.

Figura 4.1: Installazioni stimate nello scenario BAU, confronto con BAU RER24 e PNIEC

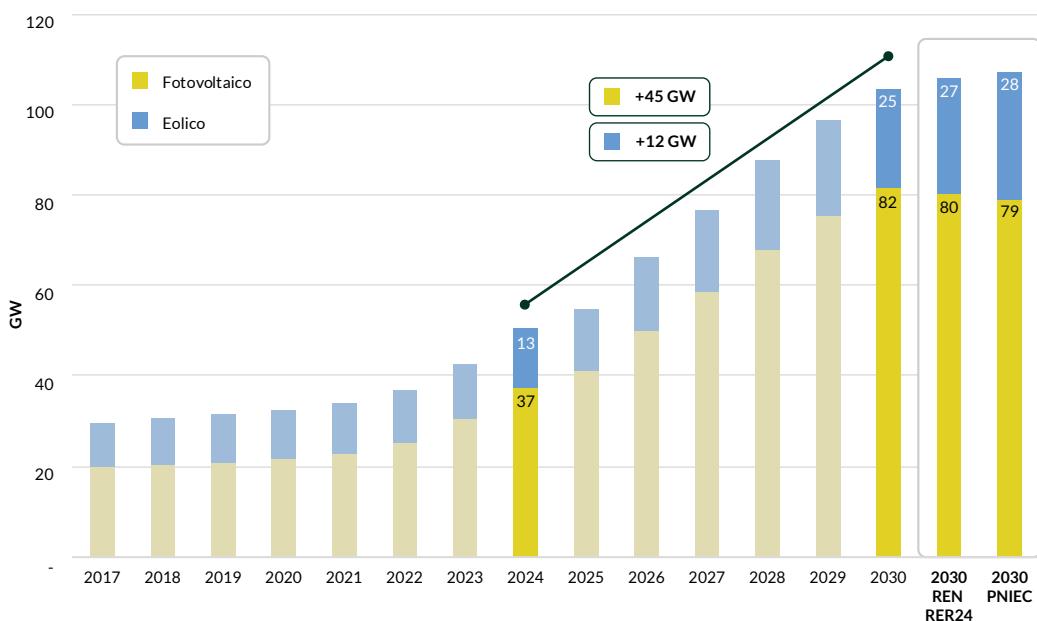


Lo scenario REN

Lo scenario REN (Renewables-Driven), orientato a una forte penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, rappresenta una traiettoria di sviluppo possibile in presenza di un **efficace sforzo congiunto** da parte dei decisori politici, delle istituzioni pubbliche e del sistema imprenditoriale. Tale scenario si fonda su alcune condizioni abilitanti fondamentali:

- il **successo diffuso degli strumenti incentivanti** attualmente in fase di implementazione (FER X, FER 2, CACER, etc.).
- la **capacità della filiera industriale e dei servizi energetici** di sostenere volumi elevati e costanti di nuove installazioni su scala nazionale.
- la **diffusione capillare di interventi di ammodernamento del parco esistente**, in particolare attraverso attività di **repowering** e **revamping**, volte a incrementare l'efficienza e la produttività degli impianti già in esercizio.

Figura 4.2: Installazioni stimate nello scenario REN, confronto con REN RER24 e PNIEC



Lo scenario REN, quindi, delinea un contesto in cui la **transizione energetica viene accelerata** non solo attraverso nuove installazioni, ma anche tramite il **potenziamento tecnologico dell'esistente**, in un quadro regolatorio e operativo favorevole e stabile.

Al **2030**, lo scenario REN prevede il raggiungimento di circa **107 GW complessivi** di capacità installata da fonte **fotovoltaica ed eolica**, in linea con gli obiettivi stabiliti dal **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** e coerente con le proiezioni dello **scenario REN elaborato nel RER24**. Tuttavia, si evidenzia una **differente composizione** della capacità installata rispetto al RER24: si ipotizzano infatti **circa 2 GW in più di fotovoltaico e 2 GW in meno di eolico**, una variazione che riflette sia gli andamenti recenti delle installazioni sia il **sentiment di mercato**.

I target previsti da questo scenario, così come quelli delineati dal PNIEC, risultano **particolarmente ambiziosi** e dipendono da una serie di condizioni abilitanti che, qualora non si realizzassero pienamente, **comprometterebbero il conseguimento dell'obiettivo** dei **107 GW al 2030**. Va peraltro sottolineato che, **anche qualora tale traguardo venisse pienamente centrato**, il sistema elettrico nazionale non raggiungerebbe il 100% di generazione da fonti rinnovabili, poiché nel mix resterebbe una quota non trascurabile di capacità termoelettrica (in primis alimentata a gas naturale). Guardando quindi all'orizzonte 2050, permane comunque una fetta di produzione da decarbonizzare, la quale richiederà ulteriori interventi per completare il percorso verso la neutralità climatica.

Nonostante le sfide, lo scenario REN presenta anche **rilevanti opportunità in termini occupazionali**: si stima che potrebbe generare, in media, tra **50.000 e 75.000 posti di lavoro aggiuntivi all'anno** nel periodo **2025-2030**, rispetto allo scenario BAU. Questo potenziale impatto positivo sull'occupazione rappresenta un ulteriore elemento di valore nella prospettiva di una transizione energetica sostenibile e inclusiva.

Parallelamente, entra nel dibattito italiano la **possi-**

bile riapertura al nucleare ma, considerando l'orizzonte temporale del 2030 analizzato, i lunghi tempi autorizzativi e realizzativi impediscono a questa tecnologia di incidere in modo sostanziale sugli obiettivi di medio termine. Ne consegue che, anche alla luce di questa eventuale opzione, permane la **necessità di conseguire integralmente lo scenario REN** per garantire la coerenza con i target di decarbonizzazione e di sicurezza energetica fissati al 2030.

Ostacoli e strumenti abilitanti per lo scenario REN

Al raggiungimento degli obiettivi per la **realizzazione dello scenario REN** concorrono, fra altri, i fattori legati principalmente ai **seguenti ambiti**:

- Il sistema infrastrutturale e sua evoluzione;
- Le procedure autorizzative per ulteriore capacità;
- La frammentazione normativa a livello regionale;

All'interno di queste aree, alcuni elementi rappresentano un **possibile ostacolo** mentre grazie ad altri, se adeguatamente implementati, sarà **possibile il raggiungimento degli obiettivi** sopra descritti.

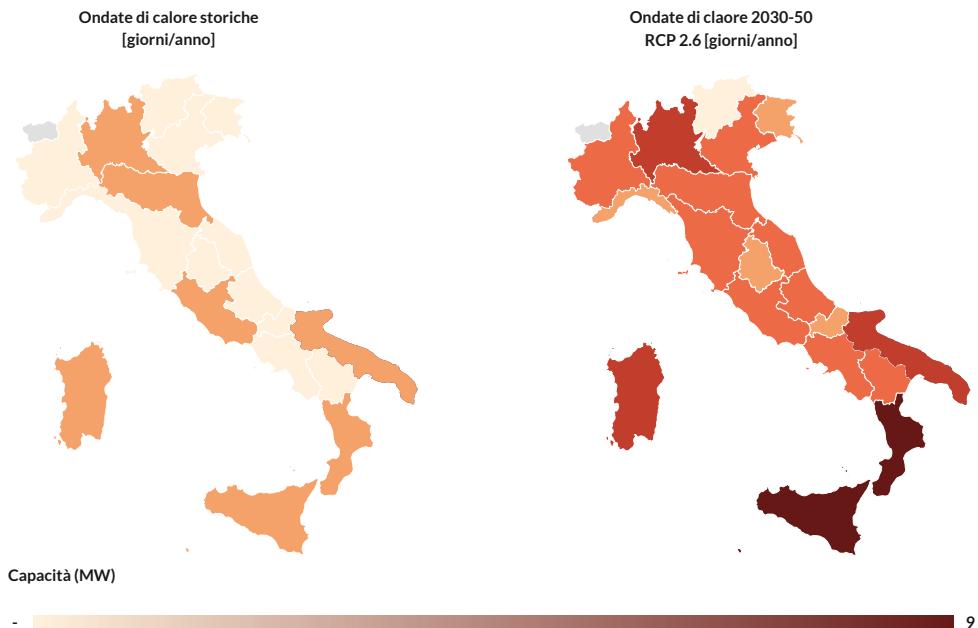
Il sistema infrastrutturale e sua evoluzione

Il sistema infrastrutturale italiano, in particolare la **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**, si trova ad affrontare **numerosi ostacoli legati alla crescente domanda di energia** e alla trasformazione verso un modello sempre più elettrificato e basato sulle fonti rinnovabili. L'elettrificazione dei consumi, infatti, spinge verso l'alto i picchi di carico e rende più severi i vincoli sulla rete. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili non programmabili (FER-NP), seppur fondamentale per la decarbonizzazione, porta con sé sfide significative legate alla gestione della loro intrinseca variabilità e intermit-

tenza produttiva, che impattano la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico.

A tale riguardo, un ruolo cruciale è ricoperto dai **sistemi di accumulo energetico** (storage), essenziali per garantire la flessibilità necessaria al sistema, consentendo di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso nei periodi di alta generazione da fonti rinnovabili e di rilasciarla durante i picchi di domanda o in assenza di produzione rinnovabile. La loro integrazione è fondamentale per **mitigare la volatilità delle FER**, fornire servizi ancillari indispensabili per la **stabilità della rete** (come regolazione di frequenza e tensione) e **ottimizzare l'utilizzo dell'infrastruttura esistente**, riducendo potenziali congestioni. In questo contesto, assumono rilevanza strategica **meccanismi regolatori e di mercato** volti a **incentivare lo sviluppo di capacità di accumulo adeguata**, come il Mercato per l'approvvigionamento a termine di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), promosso da Terna e definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) in attuazione delle direttive ministeriali.

A queste sfide si aggiunge il fatto che, oltre agli impianti FER e ai sistemi di accumulo, il **sistema dovrà far fronte anche alla crescente necessità di connessioni ad alta potenza** per utenze energivore, come i **data center**, che richiedono una continuità di servizio ad alte prestazioni. Inoltre, la gestione delle richieste di connessione sta diventando particolarmente complessa: **le richieste per fonti rinnovabili e storage superano i 650 GW di potenza richiesta**, un volume che nessun sistema di rete può gestire senza una profonda trasformazione nelle modalità operative. **All'intensificazione della domanda energetica**, si somma l'impatto climatico. Le proiezioni IPCC per il 2020-2050 prevedono un **marcato aumento della frequenza e dell'intensità delle ondate di calore** che, con temperature prossime ai 40 °C, possono **diminuire la capacità di trasporto dei cavi** proprio nei momenti di massima richiesta, moltiplicando il rischio di guasti. Secondo i principali DSO, saranno **necessari circa 800 milioni di euro** di investimenti aggiuntivi **entro**

Figura 4.3: Ondate di calore storiche e stimate dall'IPCC

il 2030, per **garantire continuità e sicurezza del servizi**, adeguando le reti di distribuzione per garantire la capacità di assorbire questa nuova domanda senza generare colli di bottiglia locali.

In questo contesto, per affrontare queste difficoltà e modernizzare il sistema, Terna ha delineato il **Piano di Sviluppo 2025-2034**, con oltre **23 miliardi di euro** di investimenti destinati alla Rete di Trasmissione Nazionale. L'obiettivo principale del piano è facilitare l'accelerazione delle fonti rinnovabili: si prevede un incremento di **+65 GW di capacità entro il 2030**, che arriveranno a **+94 GW nel 2035**.

Parallelamente allo sviluppo di nuovi impianti, una strategia **complementare e di crescente importanza** per il raggiungimento di tali obiettivi è **rappresentata dal repowering e revamping** degli impianti esistenti. Queste pratiche permettono di massimizzare la produzione energetica da siti già idonei e connessi alla rete, spesso

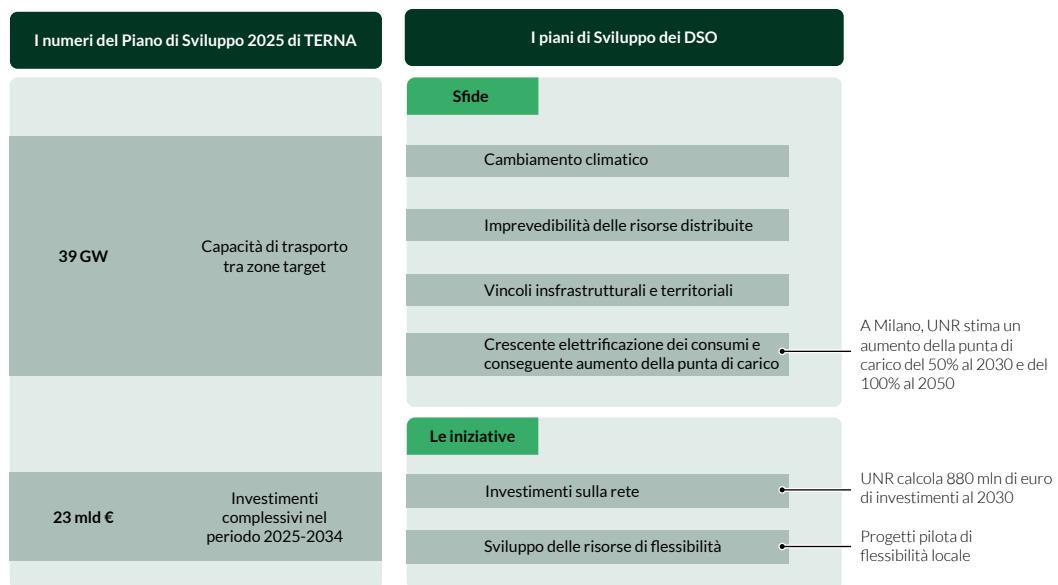
utilizzando le infrastrutture di connessione esistenti o potenziandole con interventi mirati. Questo approccio presenta vantaggi significativi in termini di ottimizzazione dell'uso del suolo, riduzione dei tempi autorizzativi rispetto a nuove installazioni "greenfield" e valorizzazione degli investimenti pregressi, contribuendo in modo sostanziale al raggiungimento dei target di capacità rinnovabile.

Per accompagnare questa crescita complessiva, la capacità di scambio fra zone di mercato passerà dagli attuali 16 GW a circa 39 GW, consolidando il ruolo dell'Italia come hub elettrico nel bacino euro-mediterraneo. Terna introduce anche la **Programmazione Territoriale Efficiente (PTE)**, che mira a trasformare la pressione sulle infrastrutture in uno sviluppo ordinato: la RTN viene suddivisa in **76 micro-zone** sub-regionali, aggiornate con MASE e ARERA, che rappresentano con precisione i vincoli intrazonali, quantificano la capacità FER realmente connettibile (soprattutto eolica e fotovoltaica) e consentono analisi di rete e soluzioni di connessione studiate insieme, invece di procedere in modo sequenziale domanda per domanda.

Questo approccio vuole ridurre tempi autorizzativi, costi e impatto sul territorio, evitando di sovrastimare le infrastrutture.

La PTE si integra con il portale **TE.R.R.A.** (Territorio, Reti, Rinnovabili, Accumuli), già operativo, che rende pubblici dati su interventi di rete, richieste di connessione e avanzamento degli obiettivi di decarbonizzazione 2030-2050. Entro fine anno, inoltre, verrà avviato un **meccanismo di "open season"**: la capacità di connessione sarà allocata periodicamente e in modo trasparente, superando la logica "first come, first served" che rallenta i progetti e penalizza le soluzioni di sistema.

Combinando investimenti massicci sulla RTN, gestione per micro-zone, collaborazione con i DSO e strumenti digitali di trasparenza, il Piano 2025-2034 mira non solo a raggiungere i target di decarbonizzazione, ma anche **rafforzare la competitività industriale del Paese**, assicurando che l'elettricità prodotta da fonti pulite

Figura 4.4: Piani di sviluppo TERNA e DSO

possia fluire dove serve e quando serve con efficienza, affidabilità e sostenibilità.

Le procedure autorizzative

Un elemento chiave per la realizzazione degli obiettivi PNIEC è quello di poter disporre di una **maggior potenza FER installata** nel Paese, imprimendo una spinta decisa alla realizzazione dei progetti. Questa situazione, infatti, evidenzia un **paradosso** tra l'**urgenza di decarbonizzare** e la **lentezza burocratica**.

Spesso i progetti presentati non hanno una base solida dal punto di vista tecnico e finanziario e la possibilità di presentare domande senza adeguate risorse ha portato a un “mercato” dei permessi, facendo **lievitare i prezzi** e creando un **imbuto autorizzativo**. Inoltre, la presenza di **molteplici enti coinvolti**, tra cui Regioni e Soprintendenze, complica e rallenta i processi decisionali.

A luglio 2024 risultano in **attesa di autorizzazione** al MASE 161 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili (FER), suddivisi per circa il 36% in impianti fotovoltaici (57,6 GW) e per il 64% in impianti eolici (103,5 GW).

Fotovoltaico

- 46,5 GW (80,9% del fotovoltaico in pipeline, pari al 28,9% dell'intero portafoglio) sono costituiti da impianti “a terra”, cioè grandi parchi utility-scale collocati su suolo agricolo o industriale dismesso.
- 10,6 GW (18,4%, 6,6% del totale) rientrano nella categoria “N.D.”: progetti che non specificano ancora la tipologia d'installazione perché in fasi preliminari d'iter o soggetti a possibili rimodulazioni.
- 0,4 GW (0,7%, appena lo 0,25% del totale) sono impianti fotovoltaici “floating”, installati su bacini idrici artificiali o in mare aperto, tecnologia che sta emergendo ma che al momento pesa ancora marginalmente.

Eolico

- 39,3 GW (38,0% del portafoglio eolico, 24,4% del totale) riguardano impianti on-shore, con progetti distribuiti soprattutto lungo l'Appennino meridionale, in Sicilia e in Sardegna.
- 64,2 GW (62,0% del portafoglio eolico, 39,9% del totale) sono dovuti all'eolico off-shore, quasi interamente in configurazione floating: un numero che sottolinea il crescente interesse per le potenzialità dei nostri bacini marini, soprattutto nel Canale di Sicilia, nel medio Adriatico e nel Mar di Sardegna.

Nel complesso, la sola potenza in attesa di permesso supera di oltre il doppio gli obiettivi di nuova capacità rinnovabile indicati nella proposta di revisione del PNIEC (circa 57 GW di FV e 17 GW di nuovo eolico da installare entro il 2030). Questo dato evidenzia che, almeno sulla carta, il mercato ha già messo in fila progetti più che sufficienti per centrare il target nazionale, a patto che i tempi autorizzativi si riducano e che l'iter si concluda positivamente.

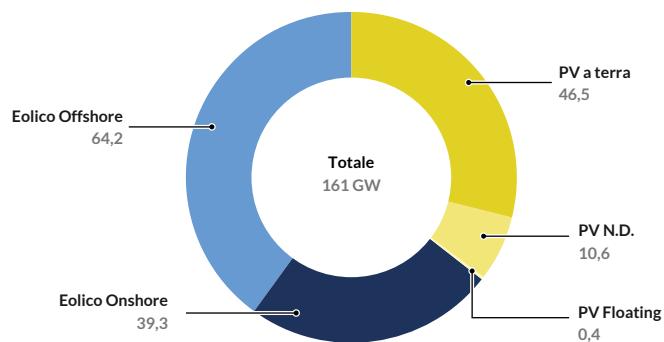
Occorre però ricordare che **una pipeline abbondante non si traduce automaticamente in capacità installata**: diversi impianti potrebbero arenarsi per ragioni di sostenibilità economica o per l'assenza di investitori in grado di sostenere l'intero rischio industriale e finanziario.

In altre parole, oltre agli ostacoli autorizzativi, restano da **superare sfide sul fronte della bancabilità e del commitment effettivo dei capitali**; solo garantendo condizioni di mercato e meccanismi di supporto adeguati sarà possibile trasformare il potenziale teorico in impianti realmente operativi.

La frammentazione normativa a livello regionale

La **crescente eterogeneità** delle norme e delle procedure autorizzative adottate dalle diverse Regioni **rapresenta uno degli ostacoli più rilevanti** a uno sviluppo omogeneo delle fonti rinnovabili in Italia: criteri tecnici, tempistiche e oneri procedurali variano spesso in modo

Figura 4.5: Capacità delle procedure in autorizzazione in Italia



sensibile da un territorio all'altro, generando incertezza per operatori e investitori e moltiplicando il contenzioso amministrativo.

In questo quadro, il Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio **ha assunto un ruolo centrale** nel contesto delle controversie legali relative al **Decreto Aree Idonee** del 21 giugno 2024, che stabilisce i criteri per l'individuazione delle zone destinate all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il ricorso pendente presso il TAR rappresenta un esempio emblematico di come la frammentazione normativa regionale possa rallentare l'attuazione di misure nazionali e mettere in discussione la certezza del diritto per gli operatori del settore.

Diverse società operanti nel settore delle energie rinnovabili hanno **impugnato il decreto** ministeriale, contestando in particolare la discrezionalità attribuita alle Regioni nella definizione delle aree idonee. Le aziende sostengono che tale discrezionalità potrebbe **compromettere investimenti** già pianificati su aree precedentemente considerate idonee a livello nazionale. In risposta a questi ricorsi, il TAR del Lazio ha fissato un'udienza pubblica per il 5 febbraio 2025, durante la quale sono stati discussi sia i **profili di ammissibilità** dell'azione che le **questioni di merito**, incluse possibili implicazioni di legittimità costituzionale connesse alle disposizioni del Decreto Agricoltura.

Precedentemente, il Consiglio di Stato, con ordinanza del novembre 2024, aveva **sospeso parzialmente il decreto ministeriale**, in particolare nella parte in cui **lasciava alle Regioni la facoltà**, e non l'obbligo, di attenersi alle aree idonee già individuate dal decreto legislativo 199/2021. Questo intervento ha evidenziato la necessità di un quadro normativo chiaro e uniforme a livello nazionale, limitando la possibilità per le Regioni di introdurre restrizioni ulteriori rispetto alla disciplina statale.

Ad aprile 2025, le **sentenze definitive del TAR del Lazio non sono state ancora pubblicate**. L'esito di queste decisioni è atteso con particolare interesse, poiché avrà implicazioni significative sulla governance delle energie

rinnovabili in Italia, determinando **l'equilibrio tra competenze statali e regionali** nell'individuazione delle aree idonee per l'installazione di impianti. Inoltre, tali sentenze potrebbero influenzare la certezza del diritto per gli operatori del settore e l'efficacia delle politiche di transizione energetica.

Messaggi Chiave

Capitolo 4

Scenari futuri

Nello **scenario BAU** si prevede un **leggero aumento delle installazioni** rispetto allo scorso anno, trainato soprattutto dalla domanda crescente di fotovoltaico. Tuttavia, lo **scenario REN**, fortemente orientato al raggiungimento degli obiettivi energetici, appare oggi **difficilmente raggiungibile senza intervenire** prima sulle criticità legate ai processi autorizzativi e ai colli di bottiglia nelle reti elettriche.

Le **richieste di autorizzazione per 161 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili** evidenziano il potenziale dell'Italia nel settore energetico sostenibile. Tuttavia, per trasformare questo potenziale in realtà, è fondamentale affrontare le **sfide burocratiche e procedurali attuali**. Solo attraverso una **semplificazione normativa**, una **chiara pianificazione territoriale** e una **collaborazione efficace tra enti** sarà possibile accelerare la transizione energetica e raggiungere gli obiettivi climatici prefissati.

Il sistema infrastrutturale italiano, in particolare la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), affronta sfide complesse legate all'**aumento della domanda di energia** e alla **transizione verso un modello elettrificato e rinnovabile**. La crescente diffusione di fonti rinnovabili, pur essenziale per la decarbonizzazione, introduce variabilità nella produzione, mettendo a rischio la stabilità del sistema. In questo contesto, i **sistemi di accumulo energetico svolgono un ruolo cruciale** nel garantire flessibilità e supportare l'integrazione delle rinnovabili. Il Piano di Sviluppo 2025-2034 di Terna, con investimenti significativi, punta a **modernizzare la rete, ottimizzare l'uso delle infrastrutture esistenti e facilitare l'accelerazione delle fonti rinnovabili**, contribuendo a rafforzare la competitività del Paese.

Aziende Partner



Federazione ANIE aderente a Confindustria, con 1.100 aziende associate, raggruppate in 14 Associazioni e circa 420.000 addetti, rappresenta il settore più strategico e avanzato tra i comparti industriali italiani, con un fatturato aggregato di 102,7 miliardi di euro e 28,5 miliardi di export per le tecnologie elettrotecniche ed elettroniche nel 2023.

Creando quotidianamente occasioni di dialogo e confronto, ANIE è un punto di incontro importante per la comunità di imprese che rappresenta, da cui originano nuove sinergie e nuove opportunità di business.

ANIE riunisce player strategici che offrono tecnologie all'avanguardia per i mercati dell'Energia, del Building, dell'Industria e delle Infrastrutture.

L'area building si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e manutenzione di edifici residenziali, commerciali e industriali dove le tecnologie ANIE svolgono un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica, la sicurezza, il comfort e la funzionalità. L'area energia si rivolge al mercato della produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica dove le tecnologie ANIE sono utilizzate al fine di soddisfare l'elettrificazione delle comunità, delle industrie e dei trasporti. L'area industria si rivolge al mercato della trasformazione industriale. Le tecnologie ANIE contribuiscono alla progettazione, produzione e gestione dei componenti utilizzati nei macchinari impiegati dalle aziende manifatturiere per produrre beni di consumo. L'area infrastrutture si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e gestione delle strutture essenziali per il funzionamento delle società moderne. Ciò include infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e aeroportuali, reti di distribuzione dell'acqua e del gas, reti di telecomunicazioni, elettriche ed infrastrutture digitali. Le tecnologie ANIE contribuiscono allo sviluppo di infrastrutture sicure ed efficienti.



Noi di BayWa r.e. ripensiamo il modo di produrre, immagazzinare e utilizzare l'energia, per accelerare la transizione energetica globale rinnovabile, essenziale per il futuro del nostro pianeta. Con sedi in 34 paesi, quasi 5,8 miliardi di € di fatturato, BayWa r.e. è leader nello sviluppo di energie rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi e di soluzioni energetiche. BayWa r.e. fornisce soluzioni end-to-end per la gestione continua delle operazioni ed è un Produttore di Energia Indipendente con un'attività di trading di energia in espansione. Grazie a innovazione, creatività e competenza, abbiamo portato in rete con successo più di 6 GW di energia rinnovabile, e gestiamo oltre 10,5 GW di impianti. BayWa r.e. lavora con imprese e organizzazioni di tutto il mondo per fornire soluzioni rinnovabili su misura che riducono l'impatto ambientale e diminuiscono i costi energetici. Attraverso il nostro approccio al Contributo per il Clima, che si allinea alle migliori pratiche di azione sul clima e all'Accordo di Parigi, stiamo compiendo significativi passi avanti nel nostro percorso di sostenibilità. BayWa r.e. è uno dei principali distributori solari, partner preferito da migliaia di installatori e appaltatori. Abbracciando l'equità e la diversità, ci impegniamo a creare ambienti di lavoro inclusivi in cui ciascuno possa raggiungere il proprio pieno potenziale. Ogni giorno lavoriamo per trovare nuove soluzioni, ridefinire gli orizzonti tecnologici e gli standard dei servizi e rendere ancora migliore l'energia rinnovabile. I nostri azionisti congiunti sono BayWa AG, azienda globale con un fatturato di 23,9 miliardi di €, ed Energy Infrastructure Partners, leader negli investimenti per le infrastrutture energetiche che gestisce oltre 7 miliardi di € degli investitori globali.



Cassa Depositi e Prestiti (CDP), dal 1850, promuove lo sviluppo sostenibile dell'Italia, impiegando risorse raccolte prevalentemente attraverso il risparmio postale.

Finanzia le infrastrutture e gli investimenti delle pubbliche amministrazioni, sostiene le politiche di valorizzazione del patrimonio immobiliare degli enti territoriali per la rigenerazione urbana, investe nelle infrastrutture sociali, nella mobilità sostenibile e nelle nuove forme dell'abitare.

Favorisce l'innovazione, la crescita e l'internazionalizzazione delle piccole, medie e grandi imprese, contribuisce alla crescita delle filiere produttive e al rafforzamento del mercato del private equity e del venture capital.

Nel ruolo di Istituto Nazionale di Promozione italiano, offre consulenza finanziaria alla pubblica amministrazione per l'utilizzo di fondi nazionali ed europei e catalizza risorse finanziarie di altri soggetti pubblici e privati.

CDP è operatore chiave della cooperazione internazionale, finanziando iniziative a elevato impatto economico, ambientale e sociale nei Paesi in via di sviluppo, ed è azionista di primarie aziende italiane operanti in settori strategici, con le quali sviluppa iniziative congiunte per rafforzare la competitività del Paese.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia. Il Gruppo – che conta oltre 6.000 persone – è in prima linea nella sfida della transizione energetica in coerenza con gli SDGs dell'ONU e le politiche europee di decarbonizzazione. Edison è un operatore integrato con attività che vanno dalla produzione di energia alla gestione e manutenzione dei parchi di generazione, fino alla vendita ai clienti finali. Il suo parco produttivo è composto da più di 200 impianti, tra centrali idroelettriche, campi eolici e fotovoltaici e centrali termoelettriche a ciclo combinato tra le più efficienti in Europa. Il Gruppo è impegnato nell'attuazione di un piano di sviluppo nelle energie rinnovabili che ha l'obiettivo di accrescere la capacità rinnovabile installata portando la generazione green al 40% del proprio mix produttivo al 2030. Per quanto riguarda le attività di gas supply, Edison è impegnato nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento al fine di garantire la sicurezza e la competitività del sistema energetico nazionale. Il Gruppo, inoltre, promuove l'utilizzo del gas naturale liquefatto (GNL) e dei green gas (biometano, BioGNL e idrogeno green) per sostituire i combustibili fossili nei processi industriali energivori e per rendere sostenibili i trasporti pesanti. Nell'ambito delle attività che riguardano i clienti e i servizi, Edison Next, accompagna clienti e territori nel loro percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica, con una piattaforma di soluzioni innovative ed efficienti per l'ottimizzazione dei consumi e la decarbonizzare di aziende e Pubblica Amministrazione. Attenzione e vicinanza al cliente sono obiettivi primari di Edison Energia, la società del Gruppo dedicata, sin dalla liberalizzazione dei mercati di riferimento, alla vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi a valore aggiunto ai clienti finali su tutti i segmenti di mercato.



EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 28 paesi. Con una potenza installata di 16,6 GW (2022), 34,6 TWh generati nel 2023 e oltre 3000 dipendenti di 51 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo. EDPR è attivamente impegnata nella decarbonizzazione dell'economia accelerando il suo sviluppo di rinnovabili e diversificazione del mix tecnologico, avendo 4,4 GW di capacità in costruzione, di cui il 60% costituito da solare e 0,2 GW di accumuli co-locati con altri impianti rinnovabili.

Le attività di EDPR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia EDP Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra

la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR, e l'appoggio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.



Con più di 300 impianti e una capacità installata di oltre 1 gigawatt, EF Solare Italia è un primario operatore di fotovoltaico in Europa, partecipato al 70% dai fondi di F2i Sgr e al 30% da Crédit Agricole Assurances.

Il Gruppo si posiziona come leader industriale e tecnologico del settore ed è protagonista attivo del percorso di transizione energetica nazionale ed europeo attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione, lo sviluppo di nuovi impianti e la valorizzazione dei propri asset.

EF Solare Italia opera attivamente da oltre 10 anni anche nel settore agrivoltaico, grazie ai 32 MW di serre fotovoltaiche ed allo sviluppo di un innovativo modello elevato a consumo di terreno nullo. In quanto pioniere italiano dell'agrivoltaico, EF Solare è partner del progetto di ricerca europeo "Symbiosyst" che, selezionato e finanziato da Horizon Europe, ha l'obiettivo di progettare e sviluppare modelli scalabili per accrescere la competitività del settore in Europa.

Il Gruppo, aderente alle principali associazioni di categoria, è costantemente impegnato anche nelle attività di ricerca e sviluppo per la progettazione di soluzioni tecniche e gestionali volte all'ottimizzazione, all'innovazione e all'industrializzazione del settore sia in Italia che in Spagna, dove EF Solare è presente attraverso la controllata Renovalia.

Partendo dal dialogo costante con enti, imprese, università e comunità locali, EF Solare crea sinergie volte a promuovere uno sviluppo virtuoso del fotovoltaico, sempre più integrato con l'ambiente ed il territorio in cui opera.



Elettricità Futura è la principale associazione italiana del settore elettrico, nata nel 2017 dall'integrazione tra Assoelettrica e assoRinnovabili. Rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico nazionale, riunendo più di 500 operatori che impiegano oltre 40.000 addetti e detengono più di 76.000 MW di potenza installata, sia da fonti convenzionali che rinnovabili.

L'associazione ha l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano verso la transizione energetica, contribuendo a rilanciare la filiera industriale e generando benefici per l'economia e l'occupazione, aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività del Paese.

Elettricità Futura rappresenta le imprese del settore elettrico dialogando costantemente con le istituzioni nazionali, regionali ed europee, con le autorità, gli enti e gli organismi tecnici di riferimento. Propone azioni concrete per la crescita delle imprese e lo sviluppo del settore elettrico, portando le esigenze degli associati nei tavoli decisionali. Assiste le imprese fornendo aggiornamenti costanti sulla disciplina del settore e informazioni puntuali. Promuove la diffusione della cultura della transizione energetica, l'innovazione sostenibile e i valori delle imprese elettriche, anche attraverso studi, eventi, formazione e attività di comunicazione. Coinvolge le imprese associate, favorendo occasioni di incontro, confronto e condivisione nei tavoli di lavoro. Negozia e stipula con le organizzazioni sindacali il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico e fornisce assistenza alle aziende per la sua applicazione.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria e a Confindustria Energia, ed è membro delle principali associazioni europee del settore, tra cui Eu-relectric, SolarPower Europe, WindEurope e Bioenergy Europe.



Energy Intelligence è il partner per la transizione energetica per le imprese e le comunità, alle quali fornisce servizi nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili. Attraverso la digitalizzazione dei flussi energetici, aiuta le imprese a ottimizzare l'uso dell'energia e ad adottare il modello PROSUMER, integrando produzione e consumo di energia e gestendo le sfide legate all'autoproduzione, all'elettrificazione dei consumi, all'accumulo e alla mobilità elettrica.

FOTOVOLTAICO: Gestiamo oltre 500 MWp su 900 impianti, posizionandoci come uno dei maggiori operatori italiani di Global Services fotovoltaico. Oltre alla progettazione e realizzazione di nuovi impianti, forniamo servizi di Asset e Risk Management, manutenzione dinamica (O&M), revamping e repowering degli impianti.

EFFICIENZA ENERGETICA: Offriamo consulenza e servizi per ridurre i consumi energetici in ambienti industriali e building complessi. Attraverso il monitoraggio dei flussi energetici e il controllo delle prestazioni degli impianti, sviluppiamo interventi orientati al risparmio, all'indipendenza energetica e alla sostenibilità. Inoltre, forniamo servizi specializzati per la progettazione e gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili, tramite un'apposita piattaforma digitale proprietaria.

EI PLATFORM: Il nostro asset principale è una soluzione Cloud per l'utilizzo intelligente dell'energia. Basata sull'architettura IoT, gestisce un portafoglio di impianti, fornendo indicatori prestazionali ed economici (KPI) per investimenti e gestione efficiente.

LABORATORIO DI SPERIMENTAZIONE: Disponiamo di un laboratorio sul fotovoltaico, realizzato con il patrocinio delle istituzioni e dell'università, dove è stata sviluppata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Il laboratorio, uno dei pochi in Italia, è un centro di innovazione costante, in cui vengono testate nuove tecnologie e metodi di diagnostica avanzata.



Eni è una global energy tech company presente in 61 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti.

Nata come compagnia O&G, si è trasformata in una società integrata dell'energia con un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e la transizione energetica.

Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 con la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti per i propri clienti.

Eni investe in ricerca e sviluppo di tecnologie per accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile. Fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO₂ sono esempi di attività e ambiti di ricerca di Eni, che si estendono anche a tecnologie game-changer come l'energia da fusione che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata, a zero emissioni.

Le attività tradizionali di Eni (esplorazione e produzione di idrocarburi) continuano a portare valore a sostegno della trasformazione, contribuendo anche a garantire l'affidabilità della fornitura di energia.

A supporto del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite per contribuire a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività:

- Plenitude è sul mercato con un modello di business distintivo che integra produzione da rinnovabili, vendita di energia e soluzioni energetiche e una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

- Enilive, società dedicata a bioraffinazione, produzione di biometano, soluzioni di smart mobility (Enjoy), commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

- Vår Energy e Azule Energy (joint venture con BP), società satelliti dedicate a esplorazione e produzione di idrocarburi, in Norvegia e Angola.

- Versalis, azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità e decarbonizzazione.

- Eni Rewind, focalizzata sulle bonifiche e la gestione dei rifiuti.



Il Gruppo Dolomiti Energia è leader nazionale della filiera dell'energia, è il primo operatore italiano ad avere una produzione energetica completamente rinnovabile e propone soluzioni integrate per guidare la transizione energetica di imprese, aziende energivore, pubbliche amministrazioni, enti e clienti domestici in tutta Italia. Il Gruppo è incluso da Statista fra le aziende "Leader della Sostenibilità" e fra "Le aziende più attente al clima", ha oltre 733 mila clienti e più di 50 negozi in tutta Italia. È il quarto produttore nazionale di energia idroelettrica, con circa 4 TWh prodotti in media ogni anno e 39 impianti gestiti. Raggiunge inoltre una potenza di circa 147 MW di impianti eolici e fotovoltaici in esercizio e in costruzione e 1800 MW di potenza installata per l'idroelettrico. Il Gruppo si prende cura del benessere quotidiano delle persone, operando in armonia con le risorse naturali e garantendo servizi essenziali, a casa e in azienda: luce, calore, acqua, efficienza e flessibilità energetica, città pulite e smart. Con oltre 1.600 professionisti e con un'attenzione specifica verso forniture energetiche sempre più innovative, fonti rinnovabili, flessibilità energetica, e condividendo soluzioni per ottimizzare i consumi e usare consapevolmente le risorse, il Gruppo si impegna a fornire a chiunque gli strumenti per scegliere la sostenibilità in modo facile, consapevole e autonomo. Perché il potere della sostenibilità in mano alle persone è l'unico futuro possibile.



Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in nove paesi a livello europeo e negli Stati Uniti. Primo operatore eolico onshore in Italia, tra i primi dieci in Europa, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, dove figura tra i primi dieci operatori in Italia, e nel settore del battery storage. In poco più di un decennio, ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine portando a compimento una trasformazione aziendale di successo da operatore oil verso un modello di business puro “Wind&Solar”.

Ad oggi, ERG conta su una capacità installata complessiva di circa 4GW ed una pipeline di progetti per oltre 5 GW, fra eolico, solare e sistemi di accumulo. Attraverso un approccio “Value over Volume”, vogliamo continuare ad evolverci e creare valore sostenibile per tutte le parti: governi, istituzioni, comunità locali, prestando la massima attenzione alle tematiche di sostenibilità. Sin dal 2021, infatti, abbiamo integrato il nostro piano ESG all'interno del piano industriale. Grazie alla nostra storia, e alle nostre attività, vogliamo ispirare il cambiamento per dare una nuova energia al futuro.



ESPE, attraverso scelte progettuali mirate e personalizzate, offre soluzioni ad altissimo rendimento nel mondo fotovoltaico, ma non solo.

Si tratta di soluzioni specifiche in termini di performance e contesto d'installazione per: produttori/gestori di energia, grande industria, PMI, fondi nazionali e internazionali.

In crescita continua dal 1974, ESPE è lo specialista nel mondo dell'energia e dell'elettrico e uno dei principali Energy System Integrator a livello nazionale. Opera con pluridecennale esperienza nella generazione di energia (Fotovoltaica, Eolica, Biomassa), nella realizzazione di impianti di potenza (cabine MT e BT), nella gestione di impianti di controllo industriale (supervisione) e nella manutenzione e mantenimento della performance nel tempo.



Galileo è una piattaforma paneuropea di sviluppo e investimento nel settore energetico rinnovabile, creata nel 2020 con l'obiettivo di apportare un contributo significativo e sostanziale alla transizione energetica in Europa.

La visione industriale prevede la combinazione di quattro competenze cardine: sviluppo di progetti competitivi, vendita di energia elettrica ai consumatori finali, efficiente gestione dell'energia, soluzioni di finanziamento innovative.

Ad oggi, la pipeline qualificata di progetti fotovoltaici, eolici (onshore e offshore) e sistemi di accumulo di Galileo supera i 15 gigawatt complessivi e copre 10 Paesi Europei (Finlandia, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Norvegia, Polonia, Regno Unito, Spagna, Svezia) con un modello che contempla sia la collaborazione con riconosciuti partner di sviluppo locali che lo sviluppo in-house.

Dopo aver eseguito con successo operazioni di valorizzazione di alcuni asset sviluppati in Italia, Irlanda e Germania, Galileo è ora proiettata anche verso la realizzazione selettiva di propri progetti in diversi Paesi, destinando volumi sempre maggiori di energia a clienti finali attraverso la stipula di contratti di fornitura di energia elettrica a lungo termine.

Galileo è sostenuta da quattro importanti investitori istituzionali con strategie di lungo termine: Infratil Limited, Commonwealth Superannuation Corporation (CSC), New Zealand Superannuation Fund (NZ Super Fund) e Morrison & Co Growth Infrastructure Fund (MGIF) ed è guidata da Ingmar Wilhelm, imprenditore nel settore della transizione energetica, supportato da un team di manager di rilievo internazionale.



GR Value è un produttore indipendente di energia (IPP) in grado di estrarre il massimo valore dagli assets di produzione da fonti rinnovabili attraverso il controllo dell'intera catena del valore – dall'origination dell'iniziativa (greenfield o in operation), attraverso il suo sviluppo, l'ottenimento delle autorizzazioni, la costruzione degli impianti (eolici, foto e agrivoltaici) e la loro gestione efficiente, fino alla vendita dell'energia nel mercato elettrico.

Attraverso la raccolta, l'interpretazione e la gestione dei dati provenienti dagli impianti (Big Data management), GR Value punta a migliorarne la disponibilità: un'efficiente manutenzione predittiva basata su queste analisi permette di mantenere gli impianti al massimo livello di produzione tecnologicamente realizzabile minimizzando al contempo gli imprevisti.

L'obiettivo è di costruire realtà industriali che generano ottimi profitti per gli investitori e che garantiscono al contempo livelli massimi di sicurezza, di sostenibilità e di sviluppo per il contesto ambientale e sociale in cui sono inserite.

Tutte le società del gruppo GR Value hanno adottato il modello 231 ed il gruppo è certificato tramite un “eligibility assessment” emesso da DNV_GL il 19/11/2020 in termini di compliance con i Green Loan Principles. Le principali linee di business di GR Value sono:

- Sviluppo di iniziative eoliche, fotovoltaiche greenfield e di sistemi di accumulo (BESS) di taglia industriale, ed acquisizione di progetti che abbiano o stiano ottenendo le autorizzazioni necessarie alla costruzione e gestione.
- Acquisizione di impianti fotovoltaici esistenti di piccola e media taglia per aggregarli in cluster di 10-20 MW migliorandone i performance ratios (tecnici e finanziari).

gruppoenercom

Il Gruppo Enercom è una delle maggiori realtà italiane private del settore Energy & Utilities, con alle spalle una tradizione di oltre 70 anni. Le aziende del Gruppo Enercom operano in 6 principali aree di business nel mercato dell'energia: produzione rinnovabili , distribuzione gas, vendita luce e gas, efficientamento energetico e servizi, smart city. Il Gruppo porta energia a più di 185.000 persone e aziende, conta 36 punti vendita a marchio sul territorio, 440 dipendenti e investe ogni anno più di 20 milioni di euro in infrastrutture, mezzi, risorse umane. Da 3 anni presentiamo il bilancio di sostenibilità, e siamo certificati tra l'altro per la parità di genere.

Il Gruppo Enercom lavora guardando al futuro, considerando con la massima attenzione e responsabilità il ruolo sociale crescente che un'organizzazione attiva nel mercato dell'energia deve avere. Puntiamo ad anticipare i cambiamenti considerando l'innovazione una leva strategica per competere nei mercati di riferimento.

- Questi alcuni numeri del Gruppo Enercom:
- 440 dipendenti (42,5% under 30);
- 80 nuove assunzioni/anno* (media ultimi 3 anni)
- 36 punti vendita
- Distribuiamo gas in 86 comuni del Nord Italia
- 20 ml di investimenti annui in infrastrutture;(media ultimi 3 anni)
- 9.200.000 kWh/anno di energia primaria risparmiata
- 2.619 km di reti gas gestite
- 1.700 km di impianti fibra e media tensione gestiti
- 8 sistemi di gestione certificati
- 8 impianti idroelettrici
- Produzione annua 11 GWh
- Potenza totale 4,6 MW
- 10 impianti fotovoltaici
- Produzione annua 140 GWh,
- Potenza totale 6 MW



Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa, con un forte impegno ESG, incluso sul clima, e un posizionamento ai vertici mondiali per l'impatto sociale.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,9 milioni di clienti e circa 3.000 filiali.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il leader italiano nelle attività finanziarie per famiglie ed imprese.

Inoltre, il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e 7,5 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al terzo in Slovenia, al quarto in Albania, al sesto in Bosnia-Erzegovina ed Egitto e al settimo in Moldavia e Ungheria.

Al 31 dicembre 2024, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 933.285 milioni di euro, crediti verso clientela per 421.512 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 584.508 milioni di euro e una raccolta diretta assicurativa di 177.430 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

- Divisione Banca dei Territori
- Divisione IMI Corporate & Investment Banking
- Divisione International Banks
- Divisione Private Banking
- Divisione Asset Management
- Divisione Insurance



MCE-Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione della manifestazione si svolgerà in Fiera Milano dal 12 al 15 marzo 2024 connotata da un nuovo claim "Beyond Comfort", il cui elemento centrale è rappresentato dalla declinazione di tutte le attività di MCE sulle 3 linee guida che stanno influenzando il mondo: Innovation, Sustainability ed Energy Efficiency.

MCE è una manifestazione fieristica di proprietà di RX, azienda che si occupa di generare business per persone, comunità e organizzazioni. Eleviamo la potenza degli eventi face-to-face combinando dati e prodotti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari in circa 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 42 settori industriali. RX si impegna ad avere un impatto positivo sulla società e si dedica pienamente alla creazione di un ambiente di lavoro inclusivo per tutti.

RX fa parte di RELX, leader mondiale nella fornitura di soluzioni, servizi e strumenti decisionali per clienti professionali.



NVA è un'azienda italiana innovativa che si distingue per il suo impegno nella produzione di energia rinnovabile, focalizzandosi principalmente su eolico e solare. Con l'obiettivo di diventare un punto di riferimento nel mercato italiano come Independent Power Producer (IPP), NVA mira a superare i 2 GW di capacità operativa entro il 2023, sviluppando impianti eolici e agrivoltaici, considerati tra le soluzioni più efficienti e sostenibili per la generazione di energia.

La scelta di concentrarsi su grandi impianti utility scale consente a NVA di massimizzare l'efficienza produttiva e avere un impatto positivo sul territorio. Investendo in progetti su larga scala, NVA non solo soddisfa la crescente domanda di energia rinnovabile, ma stimola anche l'occupazione locale e contribuisce allo sviluppo economico delle comunità in cui opera, diventando un catalizzatore per un cambiamento positivo a beneficio di persone e ambiente.

Un ulteriore valore è rappresentato dalla partnership con il fondo inglese iCON Infrastructure, socio di maggioranza di NVA. Questa alleanza strategica consente di mobilitare grandi capacità tecniche e finanziarie, garantendo le risorse necessarie per realizzare progetti ambiziosi nel settore delle energie rinnovabili. Le attività di NVA sono guidate da un forte senso etico e dalla volontà di generare valore per la collettività. Ogni progetto è concepito in modo sostenibile, integrando la riduzione dell'impatto ambientale con pratiche economiche e sociali responsabili. L'azienda abbraccia i principi dell'Economia Circolare, implementando meccanismi per ridurre al minimo gli sprechi e promuovere un utilizzo efficiente delle risorse. Con una visione chiara e un forte impegno verso l'innovazione e la responsabilità sociale, NVA si afferma come leader nel panorama delle energie rinnovabili in Italia, pronta a contribuire attivamente alla transizione energetica del paese.



PV CYCLE ITALIA CONSORZIO, costituito nel 2012, nasce per rispondere alle esigenze di conformità normativa e gestione dei rifiuti da parte dei Produttori di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (AEE), Pile e Accumulatori operanti in Italia.

Sistema Collettivo ai sensi della normativa nazionale RAEE (D. Lgs. 49/2014 e s.m.i.) e della normativa nazionale Pile e Accumulatori (D. Lgs. 188/2008 e s.m.i.);

Membro del Centro di Coordinamento RAEE e del Centro di Coordinamento Nazionale Pile e Accumulatori, che giocano un ruolo fondamentale nell'organizzazione e ottimizzazione delle attività di raccolta, ritiro e trattamento dei RAEE domestici e dei rifiuti di Pile e Accumulatori a livello nazionale;

Iscritto al Registro AEE (n. IT14011000033) e al Registro Pile e Accumulatori (n. IT16041P00035) come sistema collettivo di finanziamento;

Dotato di uno Statuto conforme ai requisiti stabiliti dallo Statuto tipo pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;

Sistema Collettivo approvato dal GSE per la gestione a fine vita dei pannelli fotovoltaici incentivati attraverso il IV e V Conto Energia.

Nel 2016 viene fondata PV CYCLE ITALIA SERVICE S.R.L., società di servizi affiliata a PV CYCLE ITALIA CONSORZIO, con l'obiettivo di offrire soluzioni integrate e sostenibili per la gestione ambientale dei rifiuti e per supportare le aziende nella transizione verso un'economia circolare.

Operando su tutto il territorio italiano, sia direttamente che attraverso partnership strategiche, PV CYCLE ITALIA SERVICE S.R.L. offre una vasta gamma di servizi che includono la gestione ecocompatibile di rifiuti industriali e aziendali, consulenza ambientale mirata e supporto nella redazione di report di sostenibilità. L'approccio della società è orientato alla riduzione dei rifiuti, al riciclo e al riutilizzo, per favorire una gestione più responsabile delle risorse e ridurre l'impatto ambientale delle attività produttive.



Redelfi è la società a capo dell'omonimo Gruppo Industriale attivo nel settore delle energie rinnovabili, con sede operativa a Genova e quotata da giugno 2022 sul segmento Euronext Growth Milan di Borsa Italiana con simbolo RDF.MI. Il management di Redelfi vanta oltre 15 anni di esperienza nel settore delle Rinnovabili, il Gruppo opera attualmente sia in Italia sia negli Stati Uniti. Il core business di Redelfi è lo sviluppo autorizzativo di progetti di Battery Energy Storage System (BESS) stand-alone, sistemi di accumulo energetico avanzati che consentono di ottimizzare l'integrazione delle fonti rinnovabili, immagazzinando l'energia in eccesso e rilasciandola nei momenti di maggiore richiesta o quando la produzione risulta insufficiente. Il Gruppo gestisce l'intero iter autorizzativo dei progetti BESS stand-alone, dalla selezione dei siti fino all'ottenimento dell'autorizzazione, contribuendo alla realizzazione di un sistema energetico più efficiente, resiliente e sostenibile. Grazie al solido know-how e all'approccio innovativo di business fondato sul pieno rispetto dei principi ESG, Redelfi si posiziona come un importante player internazionale attivo nella transizione energetica.



RWE Renewables Italia è tra i principali attori nel mercato delle energie da fonte rinnovabile in Italia.

Opera sul territorio nazionale con 16 parchi eolici onshore e un parco fotovoltaico in esercizio con una capacità installata di oltre 535 MW, in grado di assicurare la fornitura di energia verde a circa 450.000 famiglie italiane.

È attiva in tutte le fasi della catena del valore: dalla ricognizione di potenziali siti per lo sviluppo, alla costruzione, alla manutenzione fino a dismissione e repowering di impianti su tutto il territorio nazionale.

Possiamo contare sull'esperienza di personale altamente qualificato impiegato in RWE Renewables Italia S.r.l. e RWE Wind Service Italia S.r.l.. Oltre 200 dipendenti che operano a livello nazionale e internazionale: project managers, project engineers, tecnici e operatori. Grazie alla loro competenza e professionalità creiamo importanti opportunità economiche a livello locale, valorizzando il territorio e collaborando attivamente con le comunità locali e gli stakeholder coinvolti in ogni fase dei nostri progetti. Questo approccio assicura una piena integrazione dei nostri interventi, rispettando gli equilibri ambientali, economici e sociali.

sinergo

Sinergo è una società multidisciplinare di ingegneria e architettura con oltre 30 anni di esperienza nel campo della progettazione integrata, infrastrutture e mobilità e transizione energetica. Situata nel nord-est italiano, la società è composta da un team di specialisti altamente qualificati nei vari settori civili, impiantistici e dell'architettura.

La mission è quella di fornire soluzioni innovative alle sfide di crescita nell'ambito della società civile e dell'industria con un'attenzione alla pianificazione tecnica ed economica, alla progettazione, alla direzione lavori e coordinamento della sicurezza in fase di realizzazione. Realizziamo il cambiamento nei territori in cui operiamo, progettando e costruendo opere sostenibili capaci di rispondere ai bisogni delle persone di oggi e di domani.

Progettazione integrata – sviluppiamo e coordiniamo ideazione, progettazione e realizzazione di interventi complessi nelle principali città italiane.

Infrastrutture e mobilità – siamo attivi nei principali aeroporti italiani – Venezia, Verona, Milano, Palermo, Roma Fiumicino e Bologna – e vantiamo una vasta esperienza nella progettazione di impianti specialistici, sistemi BHS, impianti per le infrastrutture di volo AVL etc. Nelle aree aeroportuali stiamo sviluppando i primi progetti di solar farm lungo le piste per la decarbonizzazione e il risparmio energetico.

Transizione energetica – contiamo su un team specializzato nello sviluppo di interventi per la transizione ecologica ed energetica, nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili di medie e grandi dimensioni - fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biogas, biomasse, biometano, solare termodinamico – del teleriscaldamento, dell'efficientamento energetico per costruzioni civili e industriali.



Sonnedix è un produttore internazionale di energia rinnovabile con oltre 15 anni di crescita sostenibile. Creiamo, sviluppiamo e gestiamo progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili sul lungo termine per fornire ai nostri clienti elettricità pulita a prezzi sostenibili. Il tutto operando nel rispetto dei diritti e delle responsabilità sociali che sostengono il nostro lavoro a livello globale.

Il Gruppo Sonnedix è di proprietà di investitori istituzionali.

Per un futuro più luminoso

L'energia pulita ha il potenziale di trasformare la nostra quotidianità, ed è questo che ci motiva a costruire impianti da fonti rinnovabili che durano nel tempo. Per farlo, utilizziamo le più recenti tecnologie e collaboriamo con partner che condividono il nostro stesso impegno a produrre una fornitura continua, affidabile ed efficiente di energia sostenibile e a basso costo per i nostri clienti.

Attore chiave nella transizione energetica

Valutiamo costantemente molteplici regimi normativi, con diversi livelli di integrazione nel mercato delle rinnovabili, per individuare nuove opportunità che ci consentano di fornire energia pulita, efficiente e affidabile e offrire soluzioni sostenibili per il mondo in cui vogliamo vivere.

Un luogo di lavoro diversificato ed inclusivo.

Tutte le persone che lavorano per Sonnedix sono legate da un senso di appartenenza. Valorizziamo l'ascolto reciproco, ci formiamo a vicenda e attuiamo i cambiamenti necessari per diventare un'azienda che punta davvero sulla convivenza delle differenze.



Statkraft - il più grande produttore di energia rinnovabile d'Europa - è un'azienda con oltre 7.000 dipendenti in più di 20 Paesi, che sviluppa e gestisce asset di energia idroelettrica, eolica, solare e sistemi di accumulo, offrendo anche soluzioni PPA (Power Purchase Agreement) sia upstream che downstream. Con una storia ed un'esperienza di 130 anni, Statkraft è presente in Italia dal 2020 dove opera ispirandosi ai valori cardine del gruppo: Agiamo con Responsabilità, Cresciamo insieme, Facciamo la differenza. Principi che ci guidano da sempre verso un agire sostenibile e socialmente responsabile. La gestione delle relazioni con gli stakeholder è infatti rispettosa dei più alti standard di compliance aziendale, assicurando così un approccio etico al business e ottimi riscontri da parte delle comunità che accolgono i nostri investimenti green. Con la vision Rinnoviamo l'energia che alimenta il mondo Statkraft guarda al 2030 con l'obiettivo globale di diventare un'azienda leader nell'ambito delle energie rinnovabili e di fornire il suo contributo alla transizione energetica italiana e al raggiungimento dei target di decarbonizzazione del nostro Paese.

La priorità di Statkraft è quella di creare valore nei territori in cui opera attraverso progetti di alta qualità e con una forte attenzione alla sostenibilità, al fine di massimizzare le ricadute positive sul territorio. In Italia l'azienda è presente con oltre 120 progetti in sviluppo per un totale di oltre 5.6 GW, un portafoglio basato su una strategia di approccio integrato per bilanciare il sistema elettrico, che combini sia investimenti in tecnologie di generazione, come agrivoltaico ed eolico onshore, sia in sistemi di accumulo, fra cui stoccaggio tramite batterie e anche pompaggi idroelettrici.



Terna è la società che gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa. Ha un ruolo istituzionale, di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale: porta avanti le attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, oltre a garantire 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, l'equilibrio tra domanda e offerta dell'elettricità attraverso l'esercizio del sistema elettrico.

Con oltre 75.000 km di linee in alta e altissima tensione, 910 stazioni su tutto il territorio nazionale e 30 interconnessioni con l'estero può contare su un patrimonio di oltre 6.400 professionisti. Il compito di Terna è assicurare l'energia al Paese e la parità di accesso a tutti gli utenti, garantendo la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo del servizio di trasmissione e perseguiendo lo sviluppo e l'integrazione con la rete elettrica europea. Per l'azienda, che dialoga costantemente con le comunità locali, la sostenibilità è un aspetto determinante nella creazione di valore per gli stakeholders.



Tozzi Green è uno dei principali gruppi italiani nel settore delle energie rinnovabili e fra i principali player mondiali nell'elettrificazione rurale. Il Gruppo opera da oltre 30 anni nello sviluppo di impianti per la generazione di energia da fonti rinnovabili ed integra in modo completo e orizzontale l'intera filiera (Development, EPC, O&M) per ogni fonte rinnovabile (FER): idroelettrica, eolica, fotovoltaica e biogas. Oggi il Gruppo possiede impianti di proprietà in Italia e nel mondo e partecipazioni qualificate per una potenza complessiva di 165 MW. Grazie alla sua esperienza pluriennale è all'avanguardia nello sviluppo del settore agrovoltaitico, che si basa sulla specificità dell'attività agricola e sulla sua compatibilità con gli impianti fotovoltaici.

“Oggi contribuiamo a tutelare la Terra, migliorando la resistenza al cambiamento climatico, continuando a produrre energia pulita con le migliori tecnologie disponibili. Promuoviamo un uso sostenibile del suolo e tuteliamo la biodiversità attraverso il connubio tra attività energetica e pratiche agricole, per la creazione di valore condiviso con i territori in cui operiamo”

Andrea Tozzi, AD di Tozzi Green

Note

Note

Note

Note

Note

Renewable Energy Report

Il dopo-riforma: quale futuro per le rinnovabili in Italia?

ISBN: 9 788864 931265



9 788864

931265

POLIMI SCHOOL OF MANAGEMENT

energy&strategy

OSSERVATORIO
RENEWABLE ENERGY